

Elektrisitetspriser

*En empirisk og teoretisk analyse av tilbud og
etterspørsel*

Kamilla Lund Abrahamsen



Masteroppgave ved Økonomisk Institutt

Master in Economics

UNIVERSITETET I OSLO

Mai 2014

Elektrisitetspriser

En empirisk og teoretisk analyse av tilbud og etterspørsel i prisområdet N02

© Kamilla Lund Abrahamsen

2014

Elektrisitetspriser – En empirisk og teoretisk analyse av tilbud og etterspørsel i
prisområdet NO2

Kamilla Lund Abrahamsen

<http://www.duo.uio.no/>

Trykk: Reprosentralen, Universitetet i Oslo

Sammendrag

Innen utgangen av 2020 skal det bygges ut 26,4 TWh fornybar elektrisitetsproduksjon i Norge og Sverige (Olje- og energidirektoratet [OED], 2011). For Norge sin del vil dette blant annet innebære økt utbygging av vannkraftverk. Dette vil potensielt ha store konsekvenser for det norske kraftmarkedet. Økt produksjonskapasitet bidrar til å kunne øke det totale tilbudet av kraft. Dersom ikke etterspørselen øker like mye vil det kunne føre til kraftoverskudd. Samtidig vil klimaendringer bidra til å påvirke etterspørselen og tilgangen på vann til kraftverkene. Varmere vær vil gi mindre etterspørsel etter elektrisitet for oppvarmingsbehov, samtidig som det vil kunne føre til økt snøsmelting og nedbør. Kombinasjonen av økt tilbud og redusert etterspørsel kan tyde på at prisene vil reduseres framover, men det er mange faktorer som vil påvirke det endelige utfallet.

Denne oppgaven tar for seg en empirisk og teoretisk analyse av både tilbud og etterspørsel i det norske kraftmarkedet for å kunne diskutere hva vi kan forvente skal skje fram mot 2020. Selve analysen er utført over prisområdet NO2 i Sørøst-Norge for å gjøre datamengden som må håndteres overkommelig. Videre har tilbudssiden og etterspørselssiden blitt analysert hver for seg. En teoretisk analyse ved hjelp av en simultan likevektsmodell ville bedret resultatene, men en slik analyse er utenfor rammene til en masteroppgave.

Analysen på tilbudssiden har blitt utført ved å teste resultatene fra en teoretisk modell om optimal allokering av vannmagasiner. Modellen sier blant annet at situasjoner med flaskehalser og overløp vil endre kraftprisen. Resultatene viser at dette stemmer, og flaskehalser vil redusere spotprisen i det prisområdet som eksporterer med mellom 0,25 og 3,81 øre/kWh, mens det vil øke prisen i prisområdet som importerer med mellom 0,37 og 3,13 øre/kWh.

Analysen på etterspørselssiden består både av teori og empiri. Først er modellen fra tilbudsanalysen utvidet med en eksplisitt etterspørselsside. Det er gjort ved å legge til variabler for temperatur, prisforventninger og en interaksjonsvariabel mellom dem. Videre er en spesifikk form på nyttefunksjonen valgt basert på grafiske framstillinger av konsummønsteret fra datasettet. Deretter er en etterspørselsfunksjon utledet basert på

de eksisterende antakelsene i modellen. Dette innebærer at nyttefunksjonen er konkav og at etterspørselsfunksjonen er gitt på prisform. Deretter har etterspørselsfunksjonen blitt testet og blitt brukt til å beskrive konsumentenes atferd. Resultatene viser blant annet at prisforventninger ikke bidrar til å forklare etterspørselen så bra, men i den grad den forklarer noe vil en prisforventning basert på forrige måneds gjennomsnittspris forklare etterspørselen best. Til slutt tyder resultatene på at etterspørselen er relativt mer uelastisk enn tilbudet, og jo kaldere det er jo mer uelastisk er etterspørselen i forhold til tilbudet. Forskjellen i elasticitet er ganske stor, og dersom temperaturen øker fører det til at etterspørselskurven flater ut og får et negativt skifte. Det gjør at prisen og konsumet reduseres. Dersom prisnedgangen, som følge av en to graders økning i gjennomsnittstemperaturen, er på 10 øre/kWh, vil det føre til en nedgang i det totale konsumet som utgjør 31,3 % av det årlige konsumet til en husholdning i enebolig. De signifikante resultatene på etterspørselssiden impliserer at modellen bedres og blir mer enhetlig når en spesifikk etterspørselsside inkluderes.

Resultatene på tilbudssiden indikerer at en økt produksjonskapasitet kombinert med mer nedbør og tilsig vil kunne øke kraftproduksjonen. Den direkte effekten av økt produksjon er positiv og bidrar til å øke prisene. Samtidig kan en økt produksjon føre til mer overføring av kraft mellom prisområder, noe som øker sannsynligheten for flaskehalser. I tillegg vil større magasinivolum direkte redusere kraftprisen, samtidig med at faren for overløp øker jo nærmere magasinene er sitt maksimale volum. Begge disse effektene vil bidra til å redusere kraftprisen. På den annen siden vil en utvidelse av overføringskapasitet mellom prisområdene vil virke dempende på denne effekten gjennom redusert sannsynlighet for flaskehalser. På etterspørselssiden viser resultatene at lavere kraftpriser observeres samtidig med lavere konsum, noe som er uforventet. En mulig tolkning av dette innebærer at produsentene er mer elastiske i sin kraftproduksjon enn det konsumentene er i sin etterspørsel. Dermed vil tilbudsoverskuddet bli enda større, som igjen kan gi enda lavere priser. Et varmere klima vil gi mer elastisk etterspørsel, noe som vil forsterke effekten av redusert konsum når prisene faller. Totalt sett er det vanskelig å si noe sikkert om hva som vil skje med en økt vannkraftutbygging, og dette er fordi det er vanskelig å skille mellom de kausale effektene mellom priser, konsum og produksjon. Alle variabler påvirker hverandre gjensidig, og dermed er det ikke klart hvilke effekter som vil være størst.

Forord

Denne masteroppgaven er en del av det to-årige masterprogrammet i *Economics*. Det har vært en til tider utfordrende prosess å skrive denne masteroppgaven, men det har også vært veldig givende å utføre et selvstendig arbeid. Jeg vil gjerne takke min veileder, Daniel Spiro, for gode og konstruktive tilbakemeldinger underveis som har bidratt til å gjøre denne oppgaven mye bedre.

Jeg vil også takke Skagerak Kraft AS for å ha satt av tid til å hjelpe meg. Spesielt rettes en stor takk til Geir Kildal som har gjort et viktig arbeid for å gi meg et stort datasett. Uten dette hadde ikke oppgaven vært mulig å gjennomføre.

Til slutt vil jeg takke mine nærmeste medstudenter for å ha bidratt med gode tilbakemeldinger og teknisk hjelp underveis, og ikke minst for de daglige hyggelige samtalene og støttende ord når ting har gått litt trått.

Eventuelle feil og mangler i denne oppgaven er helt og holdent undertegnede sitt ansvar.

Oslo, 12. mai 2014

Kamilla Lund Abrahamsen

Innholdsfortegnelse

1	Innledning	1
2	Det norske kraftmarkedet og nordisk prissamarbeid	3
2.1	Aktører i det norske kraftmarkedet	3
2.1.1	Utbygging av kraftverk.....	4
2.2	Vannkraftproduksjon	4
2.2.1	Den tekniske delen rundt vannkraftproduksjon.....	5
2.2.2	Økonomien bak vannkraftproduksjon.....	5
2.3	Nord Pool Spot og prisdannelsen	6
2.3.1	Prisområdene i Norge	6
2.4	Overføringslinjer til Nord-Europa og flaskehalser.....	8
3	Økonomisk teori og modell.....	9
3.1	Fra forsyningssikkerhet til samfunnsøkonomisk optimalitet.....	10
3.2	Den økonomiske modellen.....	13
3.2.1	Tilbudsanalyse 1: Flaskehalser, overløp og knapphet.....	18
3.2.2	Tilbudsanalyse 2: Variasjon i nedbør og tilsig over tid	21
3.2.3	Etterspørselsanalyse: Utledning av etterspørselsfunksjonen	22
4	Analysen	32
4.1	Datainnsamling: Beskrivelser	32
4.2	Minste kvadraters metode: Antakelser	38
4.3	Tilbudsanalyse 1: Resultater.....	40
4.4	Tilbudsanalyse 2: Resultater.....	45
4.5	Etterspørselsanalyse: Resultater	49
4.6	Diskusjon av resultatene og veien videre	55
4.7	Sårbarhet i datasett og analyse.....	58
5	Konklusjon	60
	Litteraturliste.....	61
	Vedlegg A: Modellantakelser	68
	Vedlegg B: Resultater	71

Liste over figurer

Figur 2.1: Kart over prisområdene i Norge	7
Figur 3.1: Fordeling av konsum (MWh) i norske husholdninger over året (2013)	23
Figur 3.2: Sammenheng mellom konsum (MWh) og gjennomsnittstemperatur i NO2 (2012-2013).....	24
Figur 3.3: Fordeling av konsum (MWh) i norske husholdninger per kvartal i løpet av et døgn (2013)	25
Figur 3.4: Fordeling av konsum (MWh) over hele døgnet, alle dager (uke 2, 2013).....	26
Figur 3.5: Fordeling av konsum (MWh) over hele døgnet, alle dager (uke 14, 2013)	26
Figur 3.6: Fordeling av konsum (MWh) over hele døgnet, alle dager (uke 27, 2013)	26
Figur 3.7: Fordeling av konsum (MWh) over hele døgnet, alle dager (uke 41, 2013)	27
Figur 4.1: Utvikling av spotprisen (NOK/MWh) i NO2 fra 15. september 2011 – 31. desember 2013.....	33
Figur 4.2: Beskrivende statistikk for konsum (MWh) og produksjon (MWh) i NO2, og produksjon (MWh) i DK1	35
Figur 4.3: Forholdet mellom månedlig konsum (MWh) og produksjon (MWh) i NO2 (2012)	35
Figur 4.4: Gjennomsnittlig tilsig (GWh) per måned til kraftverkene fordelt over året (1993 – 2013)	36
Figur 4.5: Tabell over gjennomsnittlig døgnproduksjon (MWh) ved alle kraftverkene (1993 – 2013)	38
Figur 4.6: Andel av den totale tiden med flaskehalser mellom NO2 og DK1 (15.09.11 – 31.12.13)	41
Figur 4.7: Estimering av prisendrende effekter fra modellen for prisområdet NO2 (15.09.11 – 31.12.13).....	41
Figur 4.8: Estimering av prisendrende effekter fra modellen for prisområdet DK1 (01.01.12 – 31.12.13).....	42
Figur 4.9: Estimering av prisendrende effekter fra modellen med utvidelse 1; konsum og produksjon, for prisområdet NO2 (15.09.11 – 31.12.13)	44
Figur 4.10: Estimering av kraftverksdata på spotpris for ulike nedbørsperioder for prisområde NO2 (01.01.93 – 31.12.13)	45
Figur 4.11: Korrelasjonsanalyse – signifikante resultater (01.01.93 – 31.12.13)	46
Figur 4.12: Sammenligning av tilbudsanalyse 1 med og uten utvidet modell (15.09.11 - 31.12.13 for (1) og (2), og 01.01.12 – 31.12.13 for (3) og (4))	48
Figur 4.13: Sammenligning av etterspørselsfunksjonens forklaringskraft med og uten prisforventning (01.01.12 – 31.12.13)	50
Figur 4.14: a) Positivt skifte i etterspørselskurven, b) Positivt skifte i etterspørselskurven og negativt skifte i tilbudskurven.....	52
Figur 4.15: Sammenligning av effekt på konsum av en prisøkning ved ulike temperaturer (01.01.12 – 31.12.13).....	53
Figur 4.16: Økning i konsumet (kWh) når spotprisen øker med 1 øre ved ulike temperaturer	54

Liste over tabeller i vedlegg

Tabell 1: Estimeringsresultater fra modell med utvidelse 2 (figur 4.12, kapittel 4.4)	71
Tabell 2: Estimeringsresultater fra modell med utvidelse 3 (figur 4.12, kapittel 4.4)	71
Tabell 3: Hausmanstest for å bruke "fixed effects" eller "random effects"	72
Tabell 4: Beskrivende statistikk over variablene i etterspørselsfunksjonen	72
Tabell 5: Sammenligning av etterspørselsfunksjonens forklaringskraft med og uten prisforventning 1	73
Tabell 6: Sammenligning av etterspørselsfunksjonens forklaringskraft med og uten prisforventning 3	73
Tabell 7: Alternativ Durbin-Watson test for om det er seriekorrelasjon på tilbudsanalyse 1, modell med utvidelse 3 (figur 4.12, kapittel 4.4)	74
Tabell 8: Wooldridge test for om det er seriekorrelasjon i tilbudsanalyse 2, priseffekter ved ulike nedbørsmengder (figur 4.10, kapittel 4.4)	74
Tabell 9: Alternativ Durbin-Watson test for om det er seriekorrelasjon på etterspørselsanalyse, logaritmisk estimering med prisforventning 2 (figur 4.13, kapittel 4.4)	74
Tabell 10: Alternativ Durbin-Watson test for om det er seriekorrelasjon på etterspørselsanalyse, lineær estimering med prisforventning 2 (figur 4.15, kapittel 4.4) ...	74

1 Innledning

Det norske kraftmarkedet er i ferd med å gå inn i en periode med store endringer. I forbindelse med den Europeiske Union (EU) sitt fornybardirektiv skal det bygges ut 26,4 TWh med fornybar elektrisitetsproduksjon til sammen i Norge og Sverige innen 2020. I en rapport skrevet av THEMA Consulting Group (2012, kapittel 4.2) på oppdrag fra Agder Energi står det blant annet at mange vannkraftverk har behov for oppgraderinger og trenger derfor reinvesteringer for å møte nye krav fra myndighetene samt for å opprettholde produksjonskapasiteten. Dette vil medføre store kostnader samtidig som produksjonskapasiteten utvides så mye at man kan få kraftoverskudd med påfølgende lavere kraftpriser. For konsumentene vil dette i så fall slå positivt ut, mens for kraftprodusentene vil det kunne skape en utfordring. Samtidig vil framtidige klimaendringer være med på å påvirke produksjonsmulighetene og forbruksmønsteret, noe som også må tas hensyn til. I denne oppgaven skal jeg derfor diskutere hva en økt produksjonskapasitet i det norske kraftmarkedet, kombinert med klimaendringer, vil kunne føre til. Dette skal gjøres ved å analysere hvilke faktorer som påvirker kraftprisen og videre undersøke hva som bestemmer konsumentenes etterspørsel og produsentenes tilbud.

Denne diskusjonen er viktig fordi dagens samfunn er helt avhengig av elektrisitet for å utføre de aller fleste samfunnsoppgaver. Et velfungerende marked med god produksjons- og overføringskapasitet er nødvendig for å kunne dekke en stadig økende etterspørsel. For konsumenter utgjør utgifter til bolig, lys og brensel 20,7 % av all forbruk (Statistisk sentralbyrå [SSB], 2014a). Dermed vil utviklingen av kraftprisen være veldig viktig for konsumentene og store prisstigninger vil derfor øke de totale utgiftene til elektrisitet mye. På tilbudssiden utgjør elektrisitets-gass- og varmtvannsforsyning 2,1 % av bruttonasjonalproduktet for alle næringer i Norge (SSB, 2014b), noe som ikke er en ubetydelig andel. Dermed vil utviklingen i kraftprisen og lønnsomheten i dette markedet være viktig, også fordi den sysselsetter mange arbeidstakere. I 2012 var 1 % av menn og 0,3 % av alle arbeidstakere i Norge sysselsatt innen kraft- og vannforsyning (SSB, 2013).

Oppgaven er analysert ved å samle inn og bearbeide ett stort datasett over prisområdet NO2 i Norge. Valget av bare ett prisområde er gjort for å gjøre oppgaven overkommelig. Dette er brukt til å teste empirisk en økonomisk modell om optimal allokering av vannmagasiner og for å estimere effekter som påvirker kraftprisen. Videre er den teoretiske modellen utvidet med en etterspørselsside som bidrar til å styrke modellens forklaringskraft, og til slutt er denne testet empirisk. Alle analyser er utført ved bruk av analyseprogrammet Stata og databehandlingsprogrammet Excel.

På tilbudssiden er analysen delt i to. Den første delen tester modellen direkte og estimerer hvor stor effekt de ulike forklaringsvariablene har på spotprisen. Analysen er utført ved å bruke minste kvadraters metode, og et av resultatene er at situasjoner med flaskehalser øker prisen i det området som importerer elektrisiteten. Del to av tilbudsanalysen ser på nedbørstrender og produksjonsmønstre. Her har døgnspesifikke data fra 12 kraftverk blitt analysert over en periode fra 1993 til 2013. Analysen har blitt utført ved først å dele inn datasettet i perioder med lite, mye og normalt nedbør. Deretter har jeg utført en korrelasjons- og paneldataanalyse basert på inndelingen av nedbørsmengde. Resultatene tyder på at lite nedbør gir mindre tilsig, lavere produksjon og høyere priser og at perioder med mye nedbør gir mer svingninger mellom priser og produksjon fordi det er vanskeligere å optimalisere vannet mellom periodene. Etterspørselsanalysen består av både et teoretisk og empirisk arbeid. Først har jeg utledet en etterspørselsfunksjon basert på en nyttefunksjon. Denne har videre blitt analysert empirisk for å se hvorvidt antakelsene den bygger på holder. Analysen viser at prisforventninger ikke har så stor betydning for å forklare etterspørselen, og at det er en positiv sammenheng mellom kraftpris og konsumet. Det betyr at et lavere konsum observeres samtidig med lavere kraftpriser, noe som er et relativt uforventet og interessant resultat.

Det neste kapittelet starter med en gjennomgang av de viktigste sidene ved det norske kraftmarkedet som er relevant for å forstå analysen og diskusjonen av resultatene. Videre vil kapittel tre ta for seg den økonomiske litteraturen på dette området og modellen som skal brukes i analysen. I kapittel fire utføres selve analysen med påfølgende resultater og diskusjon, mens kapittel fem til slutt konkluderer oppgaven.

2 Det norske kraftmarkedet og nordisk prissamarbeid

Allerede i 1885 åpnet Laugstøls Brug i Skien, det som regnes som Norges første elektrisitetsverk (Norges vassdrags- og energidirektorat [NVE], 2012, s. 7-8). Siden da har det norske kraftmarkedet utviklet seg og ekspandert enormt. Det norske kraftmarkedet består i dag av kraftproduksjon ved hjelp av vann, vind, gass og andre varmekraftverk. Den aller største andelen er vannkraft, og hele 95 % er produsert ved hjelp vannkraft mens gasskraft og andre varmekraftverk er nest største produsent (Olje- og energidepartementet [OED], 2012, s. 24). Videre vil fokus være på vannkraftverk da modellen som skal benyttes anvendes på vannkraftproduksjon.

2.1 Aktører i det norske kraftmarkedet

Ettersom kompleksiteten i det norske kraftmarkedet har vokst, har også behovet for en strukturert organisering blitt viktig. I dag består det norske kraftmarkedet av flere store organisasjoner og enheter som hver har en viktig rolle, blant annet kraftprodusentene. De er etablert over hele landet, noen veldig store og andre ganske små. Totalt er det 183 kraftprodusenter og rundt 90 % av disse er offentlig eid (OED, 2012, s. 18). Totalt eier kraftprodusentene 1443 kraftverk i Norge med en total ytelse på 30 674 MW, og den midlere årsproduksjonen¹ for dem var totalt på 130,5 TWh per år (NVE, 2014). Noen kraftprodusenter produserer kraft til eget formål gjennom industrien, men de aller fleste produserer kraft som de selger på strømbørsen, Nord Pool Spot. Årsaken til det store offentlige eierskapet henger igjen fra før det norske kraftmarkedet ble deregulert i 1991, og har sammenheng med store oppkjøp av fosser og vannfall tidlig på 1900-tallet i utbyggingsfasen. Kraften som selges på strømbørsen blir som regel kjøpt opp av kraftleverandører, og det er 245 selskaper som driver med slik handel. Det er også noen større industrier som kjøper kraften direkte fra Nord Pool Spot, uten å ha en kraftleverandør. Til slutt blir kraften solgt og levert til konsumentene, den såkalte allmenne forsyningen. I tillegg til disse tre aktørene driver 154 nettselskaper med drift, vedlikehold og utbygging av strømmettet, som gjør det mulig å frakte strøm fra

¹ Definert som den gjennomsnittlige årlige produksjonsevnen i et vannkraftverk (Rosvold, 2012).

produsenter og hjem til konsumentene (OED, 2012, s. 19). På etterspørselssiden er det også mange aktører, alle husholdninger og all industri er kjøpere av kraft. De står fritt til å velge den kraftleverandøren de selv ønsker. Det er viktig at det er fri konkurranse på både tilbudssiden og etterspørselssiden fordi modellen som skal benyttes analyserer et frikonkurransemarked. Hadde markedet vært som før dereguleringen i 1991, ville modellen ikke passet fordi det da ikke var fri konkurranse.

2.1.1 Utbygging av kraftverk

Den 20. desember 2011 ble EU-direktivet om fornybar energi en del av den norske EØS-avtalen, noe som innebærer at Norge forplikter seg til å ha en andel av fornybar energi på 67,5 % innen 2020 (OED, 2011). I 2008 var denne andelen på 62 % (Bøeng, 2010, s. 49). Som en konsekvens av direktivet skal Norge, sammen med Sverige, bygge ut 26,4 TWh med fornybar elektrisitetsproduksjon innen 2020 (OED, 2011). Blant annet skal 900 GWh bygges ut innen 2015 av Skagerak Kraft sammen med samarbeidspartnere, noe som vil utgjøre omtrent 7,3 % av Norges totale andel av ny fornybar energi (Skagerak Energi, 2009a). Den totale utbyggingen i Norge og Sverige tilsvarer 20 % av den eksisterende vannkraftkapasiteten som Norge har i dag, noe som betyr at dette vil ha en stor effekt på tilbudet av elektrisitet. Om denne effekten er stor nok vil kraftprisen kunne reduseres. En slik konklusjon innebærer at alle andre faktorer som påvirker markedet er gitte, noe som ikke nødvendigvis er en god antakelse. Derfor vil en analyse av hvordan andre faktorer påvirker kraftprisen gi en dypere forståelse av hva en slik stor endring i markedet vil kunne resultere i.

2.2 Vannkraftproduksjon

Det er flere årsaker til at vannkraftproduksjon er og har vært en viktig bidragsyter til veksten i norsk industri. Tilgang på "gratis" energi gjennom mange store vannfall rundt over hele landet kombinert med en robust og enkel teknologi gjør norsk vannkraftproduksjon til en meget lønnsom industri. I tillegg er vannkraftproduksjon veldig fleksibel og kan på kort tid tilpasses til markedets behov, uten store kostnader. Dette er svært nyttig i kombinasjon med mer svingende kraftproduksjon som vind- og solkraft.

2.2.1 Den tekniske delen rundt vannkraftproduksjon

I Norge har vi flere ulike størrelser på kraftverkene og vi skiller gjerne mellom regulerbare og uregulerte vannkraftverk. Hovedforskjellen mellom dem er at de regulerbare har mulighet til å lagre vann over en viss periode slik at man kan tilpasse nivået på vannproduksjonen, mens de uregulerte ikke har denne muligheten. De uregulerte kraftverkene er typisk småkraftverk², eller elvekraftverk, og produksjon vil variere med vanntilsiget og vannføringen i elva. Det er vanntilsiget som bestemmer hvor mye vann som kan brukes i vannkraftproduksjonen, og med regulerbare vannkraftverk kan man spare store deler av tilsiget til perioder hvor det ikke er like mye tilsig og på den måten jevne ut produksjonen over året. Disse vannkraftverkene kan dermed styres ved å stoppe produksjonen helt og la magasinene fylle seg opp, eller redusere vannmengden som slipper gjennom til generatorene. I del en av tilbudsanalysen er det ikke mulig å skille mellom regulerbare og uregulerte kraftverk fordi datasettet er på aggregert nivå for all produksjon, men i tilbudsanalyse del to er dette kontrollert for.

2.2.2 Økonomien bak vannkraftproduksjon

Vannkraftproduksjon er kjennetegnet ved, i teorien, tilnærmet null variable kostnader, noe som gjør vannkraft til en meget fleksibel kraft hvor man kan regulere produksjonen etter nedbørsmengde, priser og etterspørsel. Årsaken til dette er den frie tilgangen på store mengder vann, samtidig som vannkraftverk består av få komponenter som holder i mange år av gangen. Det vil si at det vil være lite løpende driftskostnader sammenlignet med termisk kraftproduksjon, som er vanlig mange steder i Europa. I tillegg kan produksjonen stoppes og startes på veldig kort tid, uten store oppstartskostnader. Dette gjør at man i et marked med både vannkraft og termisk kraftproduksjon kan bruke vannkraftverk som topplast³, og den termiske produksjonen til grunnlast⁴ for å utnytte fleksibiliteten til vannkraftproduksjon best mulig (Førsund, 2007, s. 106). Det gjøres ved at den termiske produksjonen brukes når prisene er høye nok til å dekke marginalkostnadene, og vil da forsyne store deler av konsumet. Når det er spesielt høyt forbruk og det ikke er mulig å øke den termiske produksjonen, vil da

² Definert som kraftverk med installert effekt opptil 10 MW (OED, 2012, s. 26).

³ Engelsk: peak load. Timene med høyest strømforbruk.

⁴ Engelsk: base load. Timene med normalt strømforbruk.

vannkraftproduksjon kunne brukes til å dekke resten av etterspørselen. Det at produksjonen er fleksibel gjør at produksjonen kan optimaliseres ved å produsere mest når prisene er på sitt høyeste, og heller spare opp og lagre vann i perioder når prisene er på sitt laveste.

2.3 Nord Pool Spot og prisdannelsen

Allerede to år etter dereguleringen av det norske kraftmarkedet ble dagens Nord Pool Spot etablert av Statnett, da som "Statnett marked". Siden den gang har Nord Pool Spot utviklet seg til å bli Europas ledende strømbørs med en omsatt mengde strøm på 493 TWh i 2013 med 370 selskaper fra 20 land (Nord Pool Spot, 2014a, s. 2). Nord Pool Spot er i dag eid av de Skandinaviske og Baltiske medlemslandene⁵, men det er mange flere aktører som opererer på strømbørsen daglig. Hovedoppgaven er å være koordinator for kjøpere og selgere av kraft og hver dag publiseres det systempriser for alle prisområdene innenfor det såkalte Elspot eller "Day-ahead market". I følge Nord Pool Spot (2014b) blir prisen her grovt sett regnet ut basert på tilbud og etterspørsel fra produsenter og kjøpere. Alle kraftprodusenter som vil selge kraften sin på strømbørsen må innen kl. 12 hver dag levere inn hvor mye kraft de kan produsere og til hvilken pris for hver enkelt time det kommende døgnet. Samtidig må kjøperne, normalt sett kraftleverandører, beregne hvor mye kraft de trenger for å møte sin etterspørsel og til hvilken pris de er villige til å kjøpe denne kraften for i hver enkelt time det neste døgnet. Deretter kobler Nord Pool Spot alle disse dataene, finner likevekten og presenterer markedsprisen som aktørene kan handle for den neste dagen. Det er denne prisen som blir benyttet i analysen.

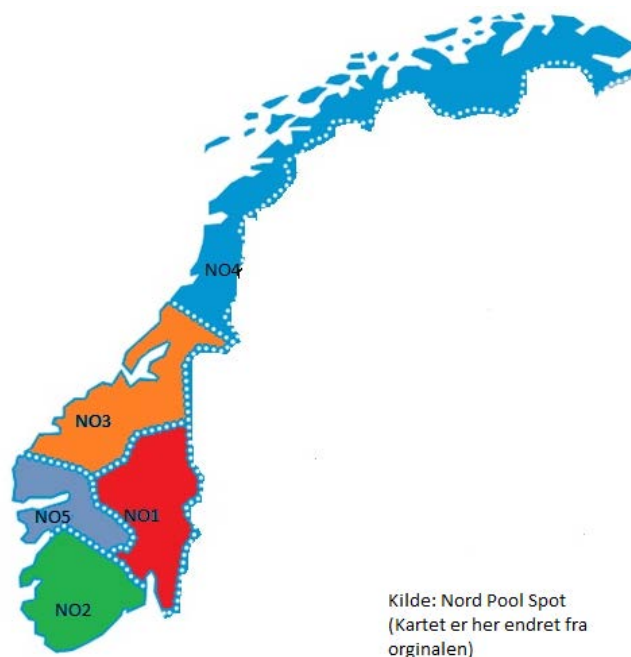
2.3.1 Prisområdene i Norge

Etter dereguleringen av det norske kraftmarkedet har Norge flere ganger vært delt opp i ulike prisområder. Dette er fordi at produksjons- og overføringskapasiteten er ulik over landet og samsvarer ikke til enhver tid med forbruksbehovet. Det betyr at det i perioder kan være kostnadsforskjeller for å levere en gitt mengde elektrisitet til husholdninger og bedrifter, noe som bør reflekteres i prisene. Det er et grunnleggende

⁵ Eies av Norge (Statnett), Sverige (Svenska Kraftnät), Finland (Fingrid), Danmark (Energinet.dk), Estland (Elering), Litauen (Litgrid) og Latvia (AST).

samfunnsøkonomisk prinsipp som betyr at for at markedet skal virke optimalt må alle aktører sto overfor riktige priser og kostander. I utgangspunktet er Norge bare delt i to prisområder; grovt sett Sør og Nord. Problemet er at det ofte er skjevhet mellom produksjon og konsum, eller at det er trengsel på overføringsnettet, slik at elektrisiteten ikke kan bevege seg fritt. Dette gjør det nødvendig med flere prisområder. Fra 15. mars 2010 har Norge vært delt i fem prisområder, og siden da har grensene mellom prisområdene flyttet seg tre ganger (Nord Pool Spot, 2011). Endringene varsles og bestemmes av Statnett, og kartet på figur 2.1 viser grovt sett hvordan de fem prisområdene er delt opp i Norge. Dagens inndeling innebærer at NO2, som er utgangspunkt for analysen, har sitt hovedsete i Kristiansand og grenser mot NO1 og NO5. NO1 består grovt sett av Osloområdet, mens NO5 omfatter Bergensområdet. NO3 består av Møre og Romsdal samt Trøndelagsfylkene, mens NO4 er den nordligste delen i Norge.

Figur 2.1: Kart over prisområdene i Norge



Fra NO2 går den største kraftmengden til NO1. Dette er fordi produksjonskapasiteten i NO2 er veldig stor på grunn av mange og store fossefall som er utbygd, mens NO1 er et veldig folkerikt prisområde med en mye mindre produksjonskapasitet. Av 17 544 timer i 2012-2013 ble det i 13 649 timer overført kraft fra NO2 til NO1.

2.4 Overføringslinjer til Nord-Europa og flaskehalser

Prisområder er også vanlig i landene til Norges handelspartnere. Norge har i dag overføringslinjer til Danmark, Sverige, Finland, Russland og Nederland. I tillegg er det også overføringslinjer mellom prisområdene innad i Norge. Disse har kapasitetsbegrensninger og dermed vil det oppstå trengsel når det er behov for å overføre mer kraft enn det som er mulig. Slike situasjoner kalles flaskehalser, og er med på å presse opp prisen i prisområdet som importerer kraften. Når dette skjer er det prisområder som har for mye eller lite tilgang på kraft i forhold til etterspørselen, og siden energi er en vare som ikke kan lagres må den forflyttes til et sted hvor den kan brukes. Hvis ikke går den tapt. Deler av begrunnelsen for å ha et integrert kraftmarked er å kunne gjensidig utnytte hverandres ulike fortrinn da produksjonskildene varierer mellom prisområder. For eksempel kan Norge overføre kraft til Danmark når vi har fulle vannmagasiner eller importere i perioder med kaldt og tørt vær, samtidig som danskene kan eksportere sin termiske kraft til Norge om natten og importere på dagtid når behovet er mye større. Det er overføringslinjen mellom NO2 og DK1 i Danmark som er utgangspunktet for analysen i denne oppgaven, nettopp på grunn av den gjensidige muligheten for å utnytte hverandres egenskaper. Den største flyten går fra NO2 til DK1, men den totale flyten mellom dem er mindre enn mellom NO2 og NO1⁶.

Problemet med flaskehalser gjør at det stadig er planer om videre å bygge ut kapasiteten på overføringslinjene. Innen 2018 og 2020 er målet at en undersjøisk kabel mellom henholdsvis Norge og Tyskland og Norge og Nederland skal etableres med en overføringskapasitet på 1400 MW, og innen utgangen av 2014 skal en fjerde kabel mellom Norge og Danmark være på plass slik at overføringskapasiteten her øker til 1700 MW (Statnett, 2014). Disse utbyggingene vil gjøre det mulig å øke eksporten og importen mellom prisområdene i hver enkelt time, noe som vil bidra til å kunne redusere antall timer med flaskehalser. Dette er viktig når også produksjonskapasiteten skal utvides, slik at en økning i produksjon ikke vil legge enda mer press på overføringslinjene som kan føre til enda flere timer med flaskehalser.

⁶ Dette har likevel ingen betydning for resultatene i analysen, se kapittel 3.2 s. 15-16 for nærmere forklaring.

3 Økonomisk teori og modell

Det er mange faktorer som spiller inn når det gjelder dannelse av tilbud- og etterspørselskurvene. Når vannkraftprodusentene skal beregne hvor mye kraft de kan produsere vil det blant annet avhenge av hvor mye vann det er i magasinet, hvor stor kapasitet kraftverkene har til å produsere innenfor en gitt periode, hvor mye de forventer at andre kraftprodusenter vil produsere og hvordan de forventer at prisene vil bli. Alle disse faktorene avhenger igjen av flere ting. Hvor mye vann som er i magasinet avhenger av hvor mye nedbør som har kommet og hvor stort tilsiget til magasinene har vært, hvor mye som allerede er blitt brukt til produksjon dagene eller timene i forveien og hvor mye mer tilsig som er forventet å komme i løpet av den neste produksjonsperioden. Hvor stor kapasitet kraftverkene har til å produsere er gitt av den installerte effekten og kan ikke endres på kort sikt. Det er samtidig visse grenser som produsentene må holde seg innenfor. Mange av de regulerte magasinene er store innsjøer eller kunstige dammer som er laget for å kunne drive kraftproduksjon. Disse har miljøhensyn som det er viktig å ivareta for å opprettholde mangfoldet i dyre- og plantelivet. Det er vanlig å ha både en øvre og en nedre grense for vannivået, slik at om vannet i en innsjø er på vei til å overstige den øvre grensen er kraftprodusentene pliktige til å produsere nok, eller slippe ut vann for å unngå dette. Den tredje viktige faktoren som bestemmer kraftprodusentenes tilbud er hvor mye de andre kraftprodusentene produserer. Det er fordi dette vil påvirke det totale tilbudet som igjen vil påvirke kraftprisen. Kraftprodusenter som ikke bruker vannkraft eller annen fornybar energi er avhengig av å kjøpe eller produsere råvaren de bruker til kraftproduksjon. Her er kull- og gassprisene viktige da de er viktige innsatsfaktorer i termisk kraftproduksjon. De forventede prisene er også meget viktig; forventes det høyere priser vil det være lønnsomt for kraftprodusentene å la magasinene fylle seg, mens forventes det lavere priser framover er det bedre å øke produksjonen allerede i dag.

For konsumentene er det også flere faktorer som forventes å påvirke etterspørselen, som blant annet prisen, temperaturer og husholdningens disponible inntekt⁷. Forbruksmønsteret er mer stabilt enn produksjonsmønsteret, noe som kommer av at

⁷ Disponibel inntekt defineres som inntekt etter at skatt er betalt.

man alltid har behov for en viss mengde strøm i hverdagen til oppvarming, belysning og matlaging. Samtidig er dagens samfunn fullt av elektroniske apparater som krever strøm, noe som også bidrar til å øke forbruket. Det er likevel slik at strøm er en kostnad og vanligvis vil en høyere pris gi lavere forbruk og mer prisbevisste konsumenter. Dette fordi forbruket da vil utgjøre en større andel av de totale utgiftene. Motsatt er man ofte ikke så flink til å spare når prisene er lave fordi dette gjør at nytten av en lavere elektrisitetskostnad ikke nødvendigvis overstiger ulempene ved å være påpasselig med strømforbruket. Temperatur forventes å være en viktig faktor fordi oppvarming utgjør en stor del av det totale strømforbruket i Norge. Jo kaldere det er, jo større behov er det for strøm til oppvarming. I tillegg vil husholdningens disponible inntekt kunne være en forklarende faktor ved at en veldig lav disponibel inntekt gjør at konsumenten blir mer sparsommelig med forbruket på alle varer, også elektrisitet. En veldig høy disponibel inntekt gjør ofte det motsatte. Da blir man mindre prisbevisst fordi kostnaden utgjør en liten andel av de totale inntektene. I analysen er husholdningens inntekt utelatt da det ikke er mulig å skille konsumet mellom ulike husholdninger fra det aggregerte konsumnivået og fordi tidsrommet er såpass kort at den disponible inntekten antas og ikke ha noen stor effekt.

3.1 Fra forsyningssikkerhet til samfunnsøkonomisk optimalitet

De tidligste forskningsartiklene innenfor litteraturen om optimal allokering av vannmagasiner fokuserer stort sett på praktiske og numeriske løsninger på optimaliseringsproblemet (Little, 1955; Hveding, 1968). Dette var blant annet for å sikre at vannet ble allokert bra nok til at kraftproduksjonen kunne opprettholdes hele året og på den måten sikre forsyningssikkerheten. I tillegg var fokus på å minimere kostnadene ved en slik allokering. Hveding (1968) har også inkludert etterspørselssiden i sin analyse og konstaterer at når man skal bygge ut vannkraftverk må man veie opp kostnadene og nytten ved utbygging, og gitt at nytten er den samme vil det alternativet som gir lavest kostnad være det beste alternativet. Koopmans (1957) fokuserer mer på å beskrive kjennetegn på de optimale løsningene, noe som derfor ligner mer på modellen til Førstund (2007), som skal benyttes i denne oppgaven. Flere modeller tar for seg allokering av vann mellom perioder i situasjoner med markedsmakt. Scott og Read

(1996) ser på hva som skjer når man går fra et stort nasjonalt selskap til deregulering i New Zealand, og bruker et Cournot-spill for å belyse dette. Usikkerheten ligger i om en slik desentralisering med flere selskaper med markedsrett vil kunne gi koordineringsproblemer som kan føre til mer sløsing av vann og større sannsynlighet for kraftmangel. De finner at om det inngås avtaler mellom bedriftene, eller det er høy etterspørselastisitet, så vil tapet fra manglende koordinering være begrenset.

Det meste av litteraturen som omhandler hvordan man optimalt skal allokere vann fra magasiner mellom perioder gir ulike løsninger på et felles problem. De fleste løsningene er bare teoretiske, og lite er testet empirisk på tilbudssiden. I denne oppgaven skal jeg derfor teste empirisk hvordan en av disse teoriene passer med hva som har skjedd historisk for å bidra til å se hvordan teorien kan utvikles videre. I en masteroppgave fra Universitetet i Agder (Ramstad, 2012) er effekten av hydrologiske variabler på systemprisen fra Nord Pool Spot testet. Dette er uavhengig av en økonomisk modell, men resultatene er likevel interessant å sammenligne med mine resultater. Datasettet er fra perioden uke 36 i 1998 til uke 16 i 2012, og et av resultatene viser at tilsiget til magasinene ser ut til å forklare kortsiktige svingninger i prisen best, basert på en korrelasjon mellom systemprisen og energitilsiget på $-0,38$, som betyr at det er et negativt forhold mellom dem. Han finner også at sesongjustert magasinfyllesgrad har en korrelasjon med systemprisen på $-0,65$ (s. 39, 2012). I denne oppgaven skal jeg se direkte på hvilken effekt økt nedbør og produksjon har på prisen gjennom en regresjonsanalyse.

I den økonomiske litteraturen innen etterspørsel etter elektrisitet er det relativt stor forskjell mellom norsk og amerikansk litteratur. I de norske modellene er temperaturer og klima meget viktige forklaringsvariabler, mens i amerikanske modeller er prisen på andre elektrisitetskilder mye viktigere. En del av årsaken til dette kan være at man i Norge ikke har så mange alternativer til å bruke elektrisitet. Blant annet er gassbruken mye mer utbredt i USA enn i Norge. Samtidig er oppvarming den viktigste formen for energiforbruk i Norge noe som betyr at det er mye høyere forbruk når det er kaldt. Flere andre steder er utbredelsen av aircondition så stor at forskjellen i forbruk mellom kaldt og varmt vær ikke er like stor. Som eksempel var den prosentvise variasjonen i konsum i NO₂ i 2013 mellom 37 % lavere og 69 % høyere enn det gjennomsnittlige forbruket,

mens fra november 2009 til november 2013 var den samme variasjonen for amerikanske sluttbrukere bare mellom 13 % lavere og 20 % høyere enn gjennomsnittlig forbruk.⁸

En annen viktig forskjell i litteraturen er prisstrukturen. I den amerikanske litteraturen er det vanligste en slags blokkstruktur. Da avhenger prisen av hvor høyt forbruket er, og jo mer man bruker, jo høyere vil marginalprisen være for det høyeste forbruket (Borenstein, 2009; Ito, 2010). I Norge er ikke dette tilfellet, og variasjonen går på om konsumenten ønsker fastpris, standard variabel pris eller spotpris⁹. Skillet mellom månedlig gjennomsnittspris og marginalpris er likevel aktuell også i Norge da de aller fleste strømforbrukere mottar en faktura basert på den gjennomsnittlige timesprisen innenfor hver periode de leser av strømmåleren. Dersom dette blir gjort en gang i måneden, eller for noen hver andre eller tredje måned, vil man ikke få registrert forbruket sitt hver time. Dermed får man heller ikke marginalprisen, man får bare det totale forbruket over perioden med den gjennomsnittlige timesprisen i løpet av perioden¹⁰. Dermed vil den eneste effekten av en økt timespris være en høyere gjennomsnittlig månedspris for konsumenten. På grunn av disse forskjellene i modellering av etterspørsel etter elektrisitet er ikke de amerikanske resultatene like interessante å sammenligne med som resultater fra norske analyser.

Mange artikkelforfattere (Reiss og White, 2004; Halvorsen og Larsen, 2000; Taylor, 1975) benytter skillet mellom etterspørsel på kort og lang sikt, fordi elastisiteten virker å være mer elastisk på lang sikt. I min analyse tar jeg ikke hensyn til fordelingen og bruk av elektriske apparater, men ser bare på det aggregerte konsumet av elektrisitet. Dermed vil den beregnede elastisiteten bare si noe om effekten på kort eller mellomlang sikt. Analysen i denne artikkelen vil ligne mer på arbeidet av Bye og Hansen (2008), som fokuserer mer på temperaturendringer og svingninger i konsumet over ulike tidspunkt enn beholdningen av elektriske apparater som forklaringsvariabel. Derfor vil det være mer interessant å se hvordan elastisiteten på kort sikt endrer seg med temperatursvingninger. Halvorsen og Larsen (2000) ser også på endringen i både

⁸ Beregnet ut i fra data fra Nord Pool Spot og U.S. Energi Information Administration (2014).

⁹ Det er mange flere detaljer innenfor hver avtaletype, men dette er hovedkategoriene.

¹⁰ I løpet av 2018 skal alle norske husholdninger få installert avanserte målesystemer (AMS) slik at konsumentene faktisk kan styre forbruket sitt etter endringer i spotprisen og dermed vil ha mulighet til å få den korrekte marginalprisen til enhver tid.

elastisiteten på kort og lang sikt, men ser da på endringen over år. Bye og Hansen (2008) inkluderer i sin analyse spotpriser med tidsetterslep¹¹, det vil si at etterspørselen for tidspunktet t avhenger ikke bare av spotprisen i time t , men også av spotprisen i timene før, $t - 1, t - 2, \dots, t - n$. Dette tar de med fordi en del forbrukere har fastpriskontrakter som justeres over tid ettersom spotprisen og forventningene om framtidig spotpris endres. Datasettet inkluderer aggregert konsum for både husholdninger og industri, og totalt utgjør nettoforbruket for husholdninger og jordbruk 34 %¹² av det totale forbruket (SSB, 2014c). I min analyse ser jeg bort i fra de ulike avtalene som finnes i markedet og ser på faktiske spotpriser i tillegg til prisene konsumentene forventer framover.

Når det gjelder effekten av utendørstemperatur på konsumet tar Bye og Hansen (2008) bare hensyn til en gjennomsnittlig døgntemperatur som antas å være lik i alle timer, selv om temperatureffekten estimeres på timesbasis. Johnsen (2001) og Halvorsen og Larsen (2000) bruker begrepet "degree-day"¹³ for å måle effekten av temperatur på konsum, som betyr hvor mange dager man må bruke energi til å varme opp bygninger. I min analyse vil jeg bruke en kombinasjon. I nyttefunksjonen vil jeg bruke avviket fra den optimale innetemperaturen, men beregnet ut i fra faktiske timesverdier over hele døgnet. Dermed vil effekten av temperatur på spotpris og konsum vil være mer direkte enn antall "degree-days" og mer nøyaktig enn gjennomsnittlig døgntemperaturer.

3.2 Den økonomiske modellen

Modellen som benyttes som utgangspunkt til analysen er utledet av Førsum (2007, kapittel 6, s. 144-149.). I det videre følger en forkortet versjon av modellen slik den er presentert i boken *Hydropower Economics* (Førsum, 2007), med små endringer i notasjonen for å tilpasse til analysen i denne oppgaven¹⁴. I boken finnes flere varianter av modellen og den versjonen som skal benyttes her har relasjoner som omhandler dynamikken til vannet i magasinet, produksjonskapasitet i den termiske produksjonen, overføringskapasitet til utlandet og energibalanser mellom to land. Modellen er basert

¹¹ På engelsk kalles det "lagged values".

¹² Totalt var forbruket på 118 706 GWh i 2012, hvor husholdning og jordbruk stod for 40 345 GWh.

¹³ Måles som antall dager temperaturen er under 17 grader celsius ganger differansen mellom faktisk utetemperatur og 17 grader, summert over året.

¹⁴ H for landet "Hydro" erstattes med NO2 og Th for landet "Thermal" erstattes med DK1.

på to ulike land, hvor det ene produserer elektrisk energi ved hjelp av vannkraft mens det andre produserer elektrisk energi ved hjelp av termisk kraft. For analysedelen vil jeg sette prisområdet NO2 som det vannkraftproduserende landet og prisområdet DK1 i Danmark som det termisk produserende landet. Danmark er på vei til å ha en mye større andel fornybar kraftproduksjon og i følge en rapport fra International Energy Agency (IEA) (2011, s. 22) har Danmark som mål å være uavhengig av kull, olje og gass innen 2050. Likevel har de fortsatt mye termisk produksjon, og i 2010 stod kull, olje og gass for 70 % av den totale kraftproduksjonen i Danmark (IEA, 2011, s. 93). I analysen vil jeg bruke overføringslinjen fra Kristiansand i Sør-Norge til Tjele nord i Danmark¹⁵.

Modellens objektsfunksjon er gitt ved (1):

$$(1) \max \sum_{t=1}^T \left[\int_{z=0}^{x_t^{NO2}} p_t^{NO2}(z) dz + \int_{z=0}^{x_t^{DK1}} p_t^{DK1}(z) dz - c(e_t^{DK1}) \right]$$

Objektsfunksjonen maksimerer det samfunnsøkonomiske overskuddet over alle perioder, fra den første perioden, $t = 1$, til den siste perioden, $t = T$, og er gitt som integralet under etterspørselsfunksjonen i NO2 og i DK1. En slik maksimering bygger på en antakelse om at det er fri konkurranse i markedet, noe som stemmer ganske bra for det norske kraftmarkedet¹⁶. Dermed vil resultatene forventes å være forventingsrette. I siste periode, T , antas det at man ikke skal produsere noe mer, slik at da vil alt resterende vann bli brukt opp i produksjonen. Modellen antar at det ikke er noen usikkerhet, og inkluderingen av en siste periode gjør det mulig å løse modellen med baklengs induksjon. Dette er en forenkling fra virkeligheten hvor det alltid vil være en viss usikkerhet med hensyn til priser, nedbør og tilsig. I objektsfunksjon er p_t^{NO2} prisen i prisområdet NO2 og x_t^{NO2} er konsumet i prisområdet NO2. Tilsvarende er p_t^{DK1} prisen i DK1 og x_t^{DK1} konsumet i DK1, mens $c(e_t^{DK1})$ representerer kostnadsfunksjonen i den termiske produksjonen, som her skjer i DK1¹⁷. Videre forenkles modellen ved å anta at faktorpriser og teknologinivå er konstant, og kostander i forbindelse med å endre produksjonsmengde sees bort i fra. Kostnadsfunksjonen antas å være konveks basert på standard økonomisk teori om positive og stigende kostnader ettersom produksjonen

¹⁵ <http://www.energinet.dk/DA/OM-OS/Kontakt/Sider/Tjele.aspx>.

¹⁶ For mer informasjon, se diskusjon i kapittel 2.1.

¹⁷ I praksis er ikke all energi i DK1 produsert med termisk kraft, slik at dette er forenklet antakelse.

øker. Jo mer som produseres fra før, jo dyrere er det å øke produksjonen enda mer. Det vil si at egenskapene for hvert kraftverk, i , er gitt ved (2)¹⁸:

$$(2) \quad c_{it} = c_i(e_{it}^{DK1}), \quad c'_i > 0, \quad c''_i > 0, \quad e_{it}^{DK1} \leq \bar{e}_i^{DK1}, \quad i = 1, \dots, M \\ t = 1, \dots, T$$

Det antas null variable kostnader ved vannkraftproduksjon slik at i NO2 vil det samfunnsøkonomiske overskuddet sammenfalle med produsentenes overskudd, og dermed er det bare prisen som er representert i objektsfunksjonen for NO2, vist ved det første leddet i (1). Årsaken til dette er at etterspørselen er gitt på prisform av en konkav nyttefunksjon og etterspørselsfunksjonen sammenfaller da med prisen til enhver tid. Objektsfunksjonen er konkav, noe som sikrer at det finnes en unik indre løsning på problemet¹⁹. Den konkave nyttefunksjonen er gitt ved (3) og definerer etterspørselen på prisform ved $U'_t(x_t^{NO2}) \equiv p_t$, hvor

$$(3) \quad U_t(x_t^{NO2}), \quad U'_t(x_t^{NO2}) \geq 0, \quad U''_t(x_t^{NO2}) < 0, \quad t = 1, \dots, T$$

Objektsfunksjonen maksimeres med hensyn på flere bibetingelser. Den første er gitt ved (4):

$$(4) \quad x_t^{NO2} = e_t^{NO2} + e_{DK1,t}^{XI} - e_{NO2,t}^{XI}$$

Relasjon (4) er energibalansen i et land som bare produserer med vannkraft, og vil her tilsvare NO2. Den sier at konsumet av vannkraft i periode t , x_t^{NO2} , må være lik det som NO2 selv produserer, e_t^{NO2} , pluss det som importeres fra DK1, $e_{DK1,t}^{XI}$, minus det som eksporteres ut til DK1, $e_{NO2,t}^{XI}$. Tilsvarende viser relasjon (5) dette fra DK1 sin side:

$$(5) \quad x_t^{DK1} = e_t^{DK1} - e_{DK1,t}^{XI} + e_{NO2,t}^{XI}$$

Dette er en forenklet antakelse som i praksis ikke stemmer helt. Som nevnt i kapittel 2.3.1-2.4 grenser NO2 også til NO1 og NO5, slik at istedenfor å trekke fra eksport og legge til import til og fra DK1 burde også eksport til og fra de andre prisområdene inkluderes. Dette er testet for empirisk, og å utelate eksport og import mellom de andre prisområdene endrer ikke resultatene i kapittel 4, og selv om antakelsen ikke holder kan

¹⁸ For nærmere beskrivelse av kostnadsfunksjonen, se Førsund (2007, kapittel 5, s. 95-104).

¹⁹ Se Førsund (2007, kapittel 2, s. 21) for nærmere beskrivelse av løsningen.

analysen likevel utføres uten "bias". Det betyr at resultatene vil være forventningsrette og vil gå mot den rette parameterverdien når utvalget er stort nok. Videre maksimeres objektsfunksjonen med hensyn på vandndynamikken i magasinene til vannkraftverkene, som er gitt ved (6):

$$(6) R_t \leq R_{t-1} + w_t - e_t^{NO2}$$

Denne relasjonen viser at mengden vann som er igjen i magasinet i slutten av periode t , R_t , må være mindre eller lik mengden med vann som var igjen i slutten av forrige periode, R_{t-1} , pluss tilsiget av vann i periode t , w_t , minus den andelen som blir brukt til kraftproduksjon i periode t , e_t^{NO2} . Dersom denne relasjonen ikke holder med likhet vil det tilsvare sløsing av vann, men en slik situasjon vil ikke være en del av en optimal løsning. Det er også begrensninger på hvor mye vann det kan være i magasinene, og denne relasjonen er gitt ved (7):

$$(7) R_t \leq \bar{R}$$

Den syvende relasjonen (7) sier at det ikke kan være mer vann i magasinet enn det magasinet har kapasitet til å lagre, \bar{R} . Når magasinet nærmer seg denne grensen vil det bli en trussel om at vannet snart renner over, og dersom denne grensen nås og det kommer mer vann vil dette gi overløp. Videre er det en gitt maksimal kapasitet på overføringslinjen mellom NO2 og DK1, \bar{e}^{XI} , som sier hvor mye kraft som kan overføres hver enkelt periode, og relasjon (8a-b) viser at denne kapasiteten aldri kan overstiges:

$$(8a) e_{NO2,t}^{XI} \leq \bar{e}^{XI}, \quad (8b) e_{DK1,t}^{XI} \leq \bar{e}^{XI}$$

Det følger også at i en enkelt periode vil det være slik at handel bare kan foregå i en retning, det vil si at dersom NO2 eksporterer vil DK1 importere den nøyaktig samme mengden. Ved vannkraftproduksjon er det begrensninger på lagring av vann og i termisk produksjon er det begrensninger på hvor mye som kan produseres, \bar{e}^{DK1} , og relasjon (9) viser at denne kapasiteten ikke kan overstiges i noen perioder, \bar{e}^{Th} :

$$(9) e_t^{DK1} \leq \bar{e}^{Th}$$

Til slutt maksimeres objektsfunksjonen i (1) med hensyn på to relasjoner som gir krav til de endogene og eksogene²⁰ variablene, gitt ved henholdsvis (10) og (11):

$$(10) x_t^{NO2}, x_t^{DK1}, e_t^{NO2}, e_t^{DK1}, e_{DK1,t}^{XI}, e_{NO2,t}^{XI} \geq 0$$

$$(11) T, w_t, R_0, \bar{R}, \bar{e}^{XI}, \bar{e}^{DK1} \text{ gitt, } R_T \text{ fri, } t = 1, \dots, T$$

Relasjon (10) sier at vi ikke kan ha negativt konsum verken i NO2, x_t^{NO2} , eller i DK1, x_t^{DK1} , det kan ikke være negativ vannkraftproduksjon, e_t^{NO2} , eller termisk produksjon, e_t^{DK1} , og det kan heller ikke være negativ overføring av kraft mellom NO2 og DK1. Den siste relasjon (11) gir de eksogent gitte variablene, og hvor vannivået i slutten av den siste perioden er fritt, R_T . Likevel vil en optimal løsning innebære $R_T = 0$ fordi T representerer siste periode og det er dermed ikke noe behov for å spare vannet. I praksis vil planleggingshorisontene overlappe hverandre, slik at istedenfor en siste periode vil det bli en ny første periode i en ny planleggingshorisont.

For å løse modellen settes det opp en Lagranges-funksjon, og løsningsmetoden er en standard ikke-lineær programmeringstilnærming. Ved å sette inn for energibalansene, (4) og (5), i objektsfunksjonen finner vi Lagranges-funksjonen gitt ved (12):

$$(12) L = \sum_{t=1}^T \left[\int_{z=0}^{e_t^{NO2} + e_{DK1,t}^{XI} - e_{NO2,t}^{XI}} p_t^{NO2}(z) dz + \int_{z=0}^{e_t^{DK1} - e_{DK1,t}^{XI} + e_{NO2,t}^{XI}} p_t^{DK1}(z) dz - c(e_t^{DK1}) \right] \\ - \sum_{t=1}^T \lambda_t (R_t - R_{t-1} - w_t + e_t^{NO2}) - \sum_{t=1}^T \gamma_t (R_t - \bar{R}) \\ - \sum_{t=1}^T \alpha_{NO2,t} (e_{NO2,t}^{XI} - \bar{e}^{XI}) - \sum_{t=1}^T \alpha_{DK1,t} (e_{DK1,t}^{XI} - \bar{e}^{XI}) - \sum_{t=1}^T \theta_t (e_t^{DK1} - \bar{e}^{DK1})$$

Ved å derivere med hensyn på alle de endogene variablene med tilhørende komplementære slakhetsbetingelser fremkommer førsteordensbetingelsene, som er gitt ved (i) – (x) i vedlegg A1. For å løse hele modellen brukes baklengs induksjon, det vil si at man starter i siste periode og ser på hva den optimale situasjonen vil være. Når man

²⁰ Endogene variabler er de variablene som blir bestemt i modellen; $e_t^{NO2}, e_{NO2,t}^{XI}, R_t, e_t^{DK1}$ og $e_{DK1,t}^{XI}$ inkludert lagrangesmultiplikatorene $\lambda_t, \gamma_t, \alpha_{NO2,t}, \alpha_{DK1,t}$ og θ_t i (12). Resten av variablene er eksogene, som betyr at de er gitte størrelser som ikke bestemmes i modellen.

vet hva som er optimalt i siste periode, ser man videre på hva som er optimalt å gjøre i nest siste periode gitt vannallokeringen i den siste perioden. Deretter bruker man denne tilpasningen videre i den nest siste perioden, og slik fortsetter det til første periode. På denne måten kan man finne en optimal allokering av vannmagasinet for en bestemt planleggingsperiode. Ved en slik løsningsmetode må man tilpasse seg optimalt i forhold til forventede priser. Dersom man forventer høy pris framover, vil man fylle opp magasinet i periodene før. Dette skaper mindre produksjon i disse periodene slik at tilbudet reduseres, noe som vil gi høyere pris. Motsatt vil forventninger om lave priser framover føre til økt produksjon i dag. Dette gir økt tilbud av energi i prisområdet i dag, og prisen vil derfor bli lavere. Disse situasjonene må også kombineres med import og eksport. Har man forventninger om lave priser i NO2 og produserer for fullt allerede i dag, vil man kunne få for mye kraft slik at noe må overføres til DK1. Om kapasiteten for overføring nås vil dette presse opp prisen i DK1. Det som er spesielt med denne modellen er at så lenge det ikke er noen bindende relasjoner, vil prisen være konstant, noe som innebærer at variasjoner i konsum ikke skal påvirke prisene (Førsund, 2007, kapittel 10, s. 239). Selv om dette følger direkte av modellen er det ikke nødvendigvis slik i virkeligheten. For å se nærmere på om dette stemmer eller ikke skal jeg utvikle en etterspørselsfunksjon for å inkludere etterspørselssiden, i tillegg til å estimere effekten av de prisendrende situasjonene på tilbudssiden.

3.2.1 Tilbudsanalyse 1: Flaskehalser, overløp og knapphet

Modellen slik den er presentert i kapittel 3.2 er en modell hvor det antas at aktørene er perfekt forutseende²¹ slik at alle forventninger de har om variabler er helt korrekt. I praksis må produsentene planlegge allokeringen av vann mellom perioder en stund framover i tid, og da vil ikke prisene være kjent. I den første regresjonen er det bare den direkte effekten på spotprisen av de ulike hendelsene som blir estimert. Likevel er prisforventningene implisitt med gjennom at det er disse som avgjør hvordan vannet skal allokere mellom periodene og dermed vil være årsak til at hendelsene oppstår. For å estimere hvor store disse effektene er har jeg satt opp en enkel regresjonslinje slik den fremgår i (13):

²¹ På engelsk: Perfect foresight.

$$(13) p_t^{NO2}(e_t^{NO2}) = \alpha_1 + \alpha_2 * overl\ddot{o}p + \alpha_3 * knapphet + \alpha_4 * flaskehals_{NO2} + \alpha_5 * flaskehals_{DK1} + \alpha_6 * maks_{kapasitet,DK1} + \varepsilon_i$$

Her er regresjonen en funksjon av bare dummyvariabler, som vil gi endringer i prisen, $p_t^{NO2}(e_t^{NO2})$. Den første parameteren, α_1 , representerer vannverdien, og når ingen av tilfellene over slår inn vil dette være normalprisen. Vannverdien representerer skyggeprisen på det lagrede vannet og kan tolkes som alternativkostnaden på vannet, det vil si hva vannet er verdt i beste alternative anvendelse. I dette tilfellet vil den beste alternative anvendelsen være å spare vannet til neste periode istedenfor å bruke det til produksjon i dag dersom prisen forventes å være høyere i neste periode. De andre ulike situasjonene vil redusere eller øke prisen i forhold til vannverdien. Dummyvariablene er definert etter førsteordensbetingelsene fra modellen, og den første er gitt ved (14):

$$(14) overl\ddot{o}p = \begin{cases} 1, & \text{for } R_t < R_{t-1} + w_t - e_t^H \text{ eller } R_t = \bar{R} \\ 0, & \text{ellers} \end{cases}$$

Denne vil da slå inn når prisen forventes å bli høyere i framtiden enn det den faktisk er i beslutningsperioden, og i påvente av dette fylles magasinet opp. Dersom det da kommer mye nedbør kan det være vanskelig å unngå at magasinet renner over, og man vil kunne få overløp. Avhengig av fortegnet på α_2 vil dette føre til en reduksjon eller økning av spotprisen i perioden med overløp. Det vil også være ringvirkninger i videre perioder, men slike effekter er utenfor denne analysen. Om α_2 er positiv vil prisen øke, noe som kan tyde på at det er produksjonen som driver prisene. Dersom for mange produsenter lagrer for mye vann over tid for å vente på at prisen skal stige, er dette med på å redusere tilbudet og prisen kan øke raskere enn forventet. Prisforventningene vil da være selvoppfyllende. Motsatt vil α_2 gi en lavere pris om den er negativ, som kan være fordi magasinene fyller seg raskere enn prisen øker, noe som gjør at produksjon må økes for å unngå overløp selv om prisen fortsatt er lav. Dette er fordi overløp innebærer sløsing av vann, noe som ikke er optimalt. Ved knapphet vil prisen være gitt ved (15):

$$(15) knapphet = \begin{cases} 1, & \text{for } R_t = 0 \\ 0, & \text{ellers} \end{cases}$$

I dette tilfellet vil prisen i NO2 være gitt ved $p_t^{NO2}(e_t^{NO2}) = \alpha_1 + \alpha_3$. Om α_3 er positiv, vil prisen stige når det er knapphet og lite vann til å produsere. I så tilfelle er det godt mulig at en forventning om framtidig lavere priser gjør at produsentene øker produksjonen så mye at magasinene tømmes, samtidig som konsumet kan være enda høyere enn

produksjonen. Da blir det heller knapphet og økt pris. Om α_3 er negativ kan det tenkes at den økte produksjonen som førte til knapphet er større enn etterspørselen slik at prisen reduseres. Videre vil flaskehalser gi prisendringer. Dette vises ved (16) og (17):

$$(16) \text{flaskehals}_{NO2} = \begin{cases} 1, & \text{for } e_{NO2,t}^{XI} = \bar{e}^{XI} \\ 0, & \text{ellers} \end{cases}$$

$$(17) \text{flaskehals}_{DK1} = \begin{cases} 1, & \text{for } e_{DK1,t}^{XI} = \bar{e}^{XI} \\ 0, & \text{ellers} \end{cases}$$

Ved flaskehals_{NO2} vil prisen være gitt ved $p_t^{NO2}(e_t^{NO2}) = \alpha_1 + \alpha_4$. I dette tilfellet forventes α_4 å være negativ, slik at når NO2 har for mye vann og eksporterer maksimal mengde til DK1 vil prisen i NO2 reduseres fordi det er problemer med å få solgt nok kraft. Det vil som regel aldri være optimalt å la vannet passere kraftverket ubrukt så lenge kraftprisen er positivt og produksjonskostnadene er tilnærmet null. Dermed må prisene reduseres for å få solgt unna all kraften som blir produsert. Prisen vil da bli høyere i DK1, som må importere for å få nok kraft til å dekke etterspørselen. Samme argument gjelder motsatt vei, sett fra DK1 sitt perspektiv for (17). Til slutt vil en bindene kapasitetsbetingelse i Danmark, altså $\text{maks}_{\text{kapasitet}} = 1$, gi pris $p_t^{NO2}(e_t^{NO2}) = \alpha_1 + \alpha_6$, gitt ved (18):

$$(18) \text{maks}_{\text{kapasitet}} = \begin{cases} 1, & \text{for } e_t^{DK1} = \bar{e}^{DK1} \\ 0, & \text{ellers} \end{cases}$$

I dette tilfellet forventes α_6 å være null, denne situasjonen skal ikke ha noe effekt på prisen i NO2. Dette kan sees fra likning (ii) og (iv) i vedlegg A1. Da må det skje gjennom en maksimal overføring på grunn av full produksjon, men da skal dette fanges opp i α_5 . Restleddet, ε_i , viser effekten av alle andre hendelser som ikke er spesifisert i modellen, men som også påvirker kraftprisen. Regresjonsmodellen som skal brukes er minste kvadraters metode²² og dermed vil restleddet, ε_i , ha en standard normalfordeling med en forventningsverdi lik null. Det vil si at vi antar alle avvik fra den estimerte modellen er tilfeldig slik at de totalt sett går i null. Faktorer som kan fanges opp i restleddet kan være internasjonale hendelser innenfor Nord Pool Spot sine medlemsland som store endringer på gass- og kullpriser, etterspørselssjokk på kraftforbruk eller tilbudssjokk på kraftproduksjon. Disse faktorene er med på å påvirke kraftprisen i de norske prisområdene gjennom strømbørsen og det at Norge produserer kraft i et internasjonalt marked, men er ikke inkludert i denne oppgaven for å gjøre analysen overkommelig.

²² Se kapittel 4.2 for detaljer.

Denne modellen er en teoretisk forenkling fra virkeligheten. Blant annet er effekten på pris av overløp eller knapphet mer komplisert enn framstilt i modellen. I praksis vil disse effektene ikke nødvendigvis slå inn bare når det er fysisk helt tomt eller fullt. Vel så viktig er forventet pris og forbruk i prisområdet, samt vannverdi og brukstid²³. Det betyr at vi vil kunne oppleve prisendringer som er forårsaket av knapphet og overløp oftere enn det som spesifiseres i modellen. Høyt forbruk og høy pris kan gjøre at produksjonen går for fullt i noen timer, så plutselig stopper forbruket og så reduseres produksjonen veldig neste time. På lang sikt vil mekanismene som modellen predikerer stemme ganske bra, men på kort sikt er det mange andre faktorer som spiller inn. Prismessig har mange internasjonale forhold stor effekt. En annen viktig faktor er at når det er lite vann i magasinene vil kraftverkene få redusert sine maksimale produksjonskapasiteter. Dette gjelder spesielt kraftverk med store fallhøyder slik at når det kommer for lite vann ned mot kraftverk blir ikke kraften stor nok til å utnytte den installerte effekten maksimalt. Dermed vil produksjonen blir enda lavere, og ved høy etterspørsel vil dette kunne presse opp prisen mye.

3.2.2 Tilbudsanalyse 2: Variasjon i nedbør og tilsig over tid

Produksjon og magasinivolum varierer over året med nedbør og tilsig. Dermed er det også interessant å teste hvorvidt effekten av produksjon på kraftprisen er ulik i perioder med lite, normalt og mye nedbør og hvor stor effekt magasinivolum, nedbør og tilsig har på kraftprisen i de ulike periodene. Tørrere vær med lite nedbør er gjerne sammenfallende med lave temperaturer og dermed høyere strømforbruk til oppvarming. Tørt og kaldt vær vil da forventes å gi høy etterspørsel, lavt tilbud, høy pris og høy import fra annen kraftproduksjon.

For å se på denne sammenhengen har jeg valgt ut 12 kraftverk som til sammen eies av Skagerak Kraft AS, Lyse Produksjon AS, Agder Energi Produksjon AS og Statkraft Energi AS. Analysen skal gjøres ved å dele opp dataene månedsvis og kategorisere hver måned som tørre, våte eller normale i forhold til nedbørsmengden. Normal nedbørsmengde defineres som nedbørsmengder mellom 25 – 75 % kvartilene, tørre måneder som under 25 % kvartilet og våte måneder som over 75 % kvartilet. Kvartilene er beregnet fra alle

²³ Definert som forholdet mellom midlere årsproduksjon og installert produksjonskapasitet (Hofstad og Rosvold, 2013).

måneder fra 1993-2013. Analysen skal gjøres ved både en korrelasjonsanalyse og en regresjonsanalyse gitt ved (19):

$$(19) p_t^{NO_2}(e_t^{NO_2}) = \alpha_1 + \alpha_2 * produksjon + \alpha_3 * magasininvolum + \alpha_4 * tilsig + \alpha_5 * nedbør + \varepsilon_i$$

For å se om den opprinnelige modellen i tilbudsanalyse 1 kan forklares bedre ved å inkludere flere variabler, har jeg i tillegg til regresjonen (13) inkludert kontrollvariabler for nedbør og temperatur. Dette for å se om de estimerte effektene i (13) endrer seg, og for å se hvor mye forklaringskraften øker. Dette er også for å få en mer helhetlig modell, da temperatur framkommer i etterspørselen som blir presentert i kapittel 3.2.3. Dermed blir regresjonen (13) fra kapittel 3.2.1, inkludert nedbør og temperatur som kontrollvariabler, lik (20):

$$(20) p_t^{NO_2}(e_t^{NO_2}) = \alpha_1 + \alpha_2 * overløp + \alpha_3 * knapphet + \alpha_4 * flaskehals_{NO_2} + \alpha_5 * flaskehals_{DK1} + \alpha_6 * maks_{kapasitet,DK1} + \alpha_7 * nedbør + \alpha_8 * temperatur + \varepsilon_i$$

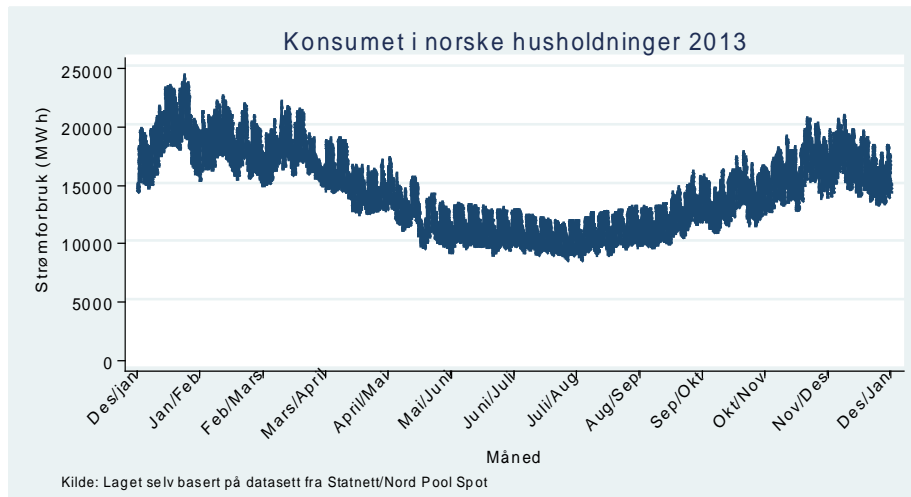
Mer nedbør vil fylle magasinene og dermed forventes denne variabelen å redusere prisen. I tillegg forventes økt temperatur å redusere prisen da dette øker snøsmelting og dermed tilsiget til magasinene. De andre variablene forventes å ha samme fortegn som i likning (13).

3.2.3 Etterspørselsanalyse: Utledning av etterspørselsfunksjonen

I modellen som benyttes er det ikke noen eksplisitt etterspørselsfunksjon, den er bare gitt implisitt som en konkav nyttefunksjon av produksjonsnivå og dermed konsumnivå gjennom energibalansen i (4). For å finne etterspørselstettheten er det nødvendig å gå nærmere inn på etterspørselssiden. Konsumet varierer over tidsrom; over døgnet, hverdag og helg, vinter og sommer. Den største årsaken til dette er behovet for elektrisk oppvarming, belysning og strøm til matlaging samt variasjoner i produksjon for industrien. Strømforbruket er generelt mye høyere på vinterstid enn på sommerstid, og forbruket varierer også en del i løpet av døgnet. Forbruket er gjerne lavest på natten, mens det stiger ved tidlig morgen og ved middagstider. Disse toppene forskyves noe i

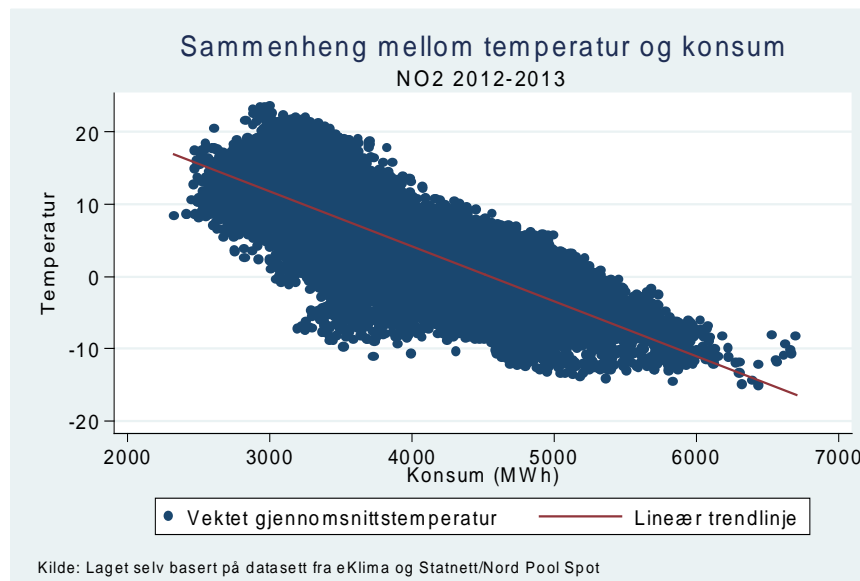
helgene da de aller fleste ikke skal opp tidlig på arbeid og det er mindre produksjonsaktivitet i bedriftene. Dette fremgår av figur 3.1-3.7.

Figur 3.1: Fordeling av konsum (MWh) i norske husholdninger over året (2013)



Figur 3.1 viser strømforbruket i norske husholdninger i 2013. Det kan tydelig sees hvordan strømforbruket varierer over året, og grafen viser at forbruket er en del høyere tidlig på året i januar før det begynner å synke i mars/april. Forbruket er stabilt lavt over sommeren og øker igjen rundt september/oktober. Dette motiverer en dummy variabel for tidspunkt på året, men siden vi kan ha varm vinter og kald sommer er det mer naturlig å bruke utendørstemperaturen som variabel for å fange opp disse variasjonene. Figur 3.2 viser hvordan strømforbruket varierte med temperaturer i N02 i år 2012 og 2013.

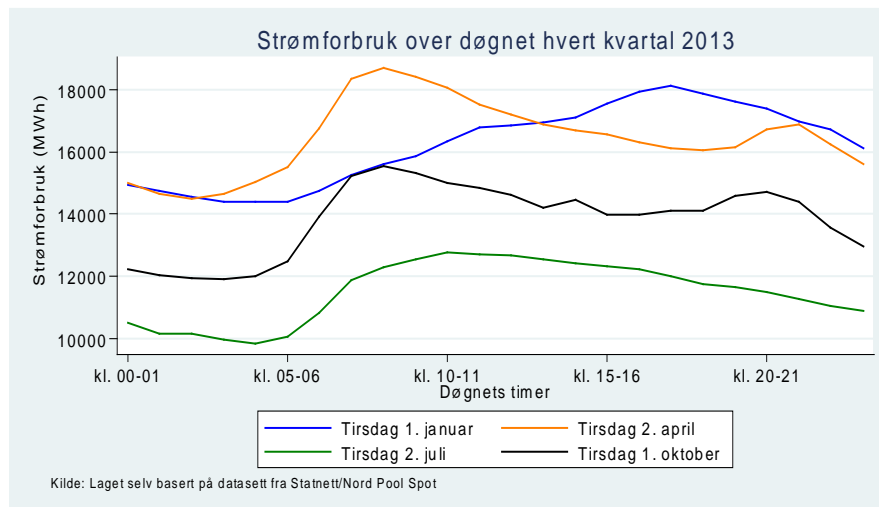
Figur 3.2: Sammenheng mellom konsum (MWh) og gjennomsnittstemperatur i NO2 (2012-2013)



Grafen viser en klar negativ trend, som indikerer at når temperaturen synker så øker strømforbruket. I utgangspunktet er dette en åpenbar sammenheng, men dette datasettet inkluderer både husholdninger og industri. Store bedrifter som bruker mye elektrisitet i sin produksjon vil oppleve økte produksjonskostnader i perioder med høye priser og kaldt vær, og det kan tenkes at i disse periodene vil det lønne seg for bedriften å redusere sin produksjon, og dermed etterspørselen etter elektrisitet. Siden husholdningenes andel av det totale konsumet er mye mindre enn industrien sin andel²⁴, er denne grafiske sammenhengen veldig interessant. Dermed vil det være interessant å se nærmere på denne sammenhengen i analysen. Grafen er likevel helt klar og den inkluderte temperaturvariabelen vil derfor være slik at konsumet øker når temperaturen synker.

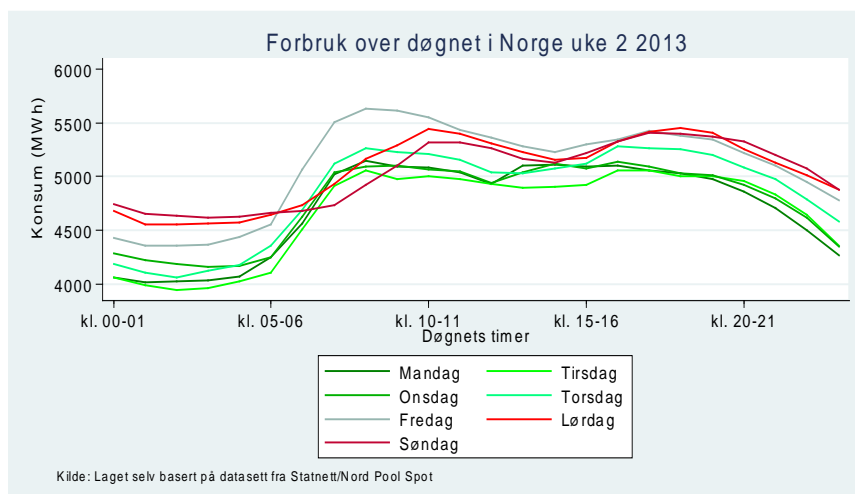
²⁴ Jf. fra kapittel 3.1 at totalt utgjør nettoforbruket for husholdninger og jordbruk 34 % av det totale forbruket (SSB, 2014c).

Figur 3.3: Fordeling av konsum (MWh) i norske husholdninger per kvartal i løpet av et døgn (2013)

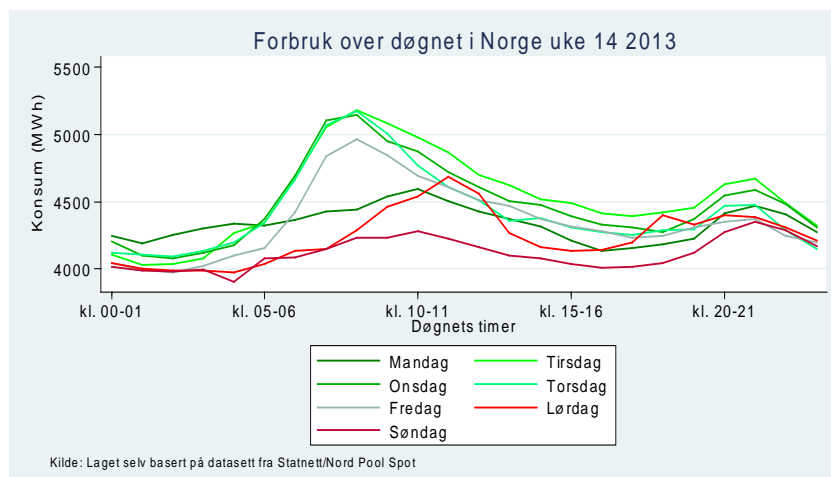


Figur 3.3 viser forskjellene i forbruk over tidspunkt på året. Hver kurve representerer begynnelsen av et kvartal og jeg har valgt å bruke 1. og 2. dag i måneden for at forbruket skal være fra samme ukedag, som i dette tilfellet er tirsdager. Den grønne linjen er juli måned og grafen viser at forbruket da er mye lavere enn forbruket ellers på året, men at fordelingen av forbruket over døgnet er ganske likt. Med det menes at forbruket stiger på morgenen rundt kl. 05-06 og stiger fram til formiddagen for deretter å være ganske stabilt eller svakt fallende fram mot kvelden. Fra rundt kl. 22.00 faller forbruket ned mot et lavere nattforbruk. Derfor vil jeg inkludere en kontrollvariabel i estimeringen for om det er dag eller natt, hvor dag er definert som tidsrommet fra kl. 06 til 22.00. Ut i fra grafen har jeg beregnet den prosentvise variasjonen i konsumet for hvert kvartal. I første kvartal varierer konsumet med 26 %, 29 % i kvartal to, 30 % i kvartal tre og 31 % i siste kvartal. Dette viser at konsumet er mest stabilt, og dermed mer uelastisk, i januar, februar og mars, som gjerne er den perioden med kaldest vær i løpet av året.

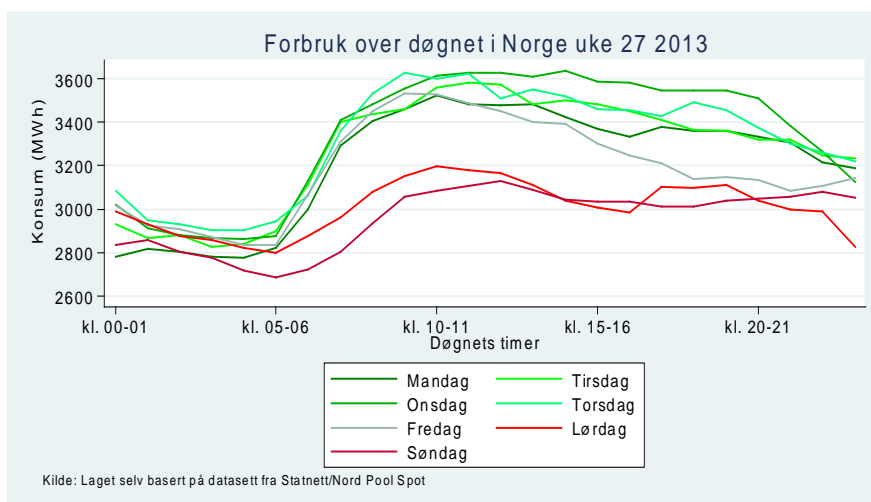
Figur 3.4: Fordeling av konsum (MWh) over hele døgnet, alle dager (uke 2, 2013)



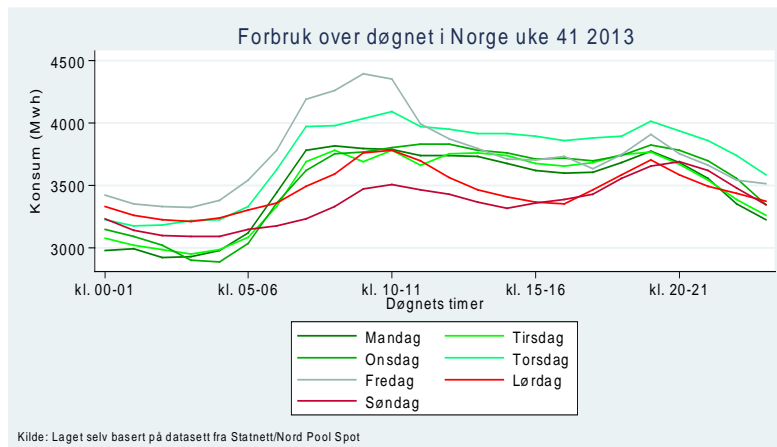
Figur 3.5: Fordeling av konsum (MWh) over hele døgnet, alle dager (uke 14, 2013)



Figur 3.6: Fordeling av konsum (MWh) over hele døgnet, alle dager (uke 27, 2013)



Figur 3.7: Fordeling av konsum (MWh) over hele døgnet, alle dager (uke 41, 2013)



Figur 3.4 til 3.7 viser hvordan forbruket over alle ukedagene varierer på ulike tidspunkt over året. Hver uke er den første hele uken i hvert kvartal hvor alle ukedagene er i samme måned, slik at for eksempel er uke 2 brukt siden uke 1 begynner på en tirsdag. De grønne kurvene representerer hverdager mens de røde kurvene representerer helgedager, altså lørdag og søndag. Bortsett fra i uke 2 i figur 3.4 er helgeforbruket lavere enn i hverdagene. Forbrukstoppene er også delvis forskjøvet noe i forhold til hverdagene. Dette tyder på at industrien påvirker forbruksmønsteret ganske mye totalt sett. Det tyder igjen på at bedriftene ikke reduserer sitt konsum veldig mye selv om prisene er høye, da konsumet totalt sett reduseres ved kaldere vær og høye priser fra figur 3.2 For å fange opp disse variasjonene og effekten de har på etterspørselstetisiteten har jeg valgt å inkludere en kontrollvariabel for om det er helg eller hverdag i estimeringen.

Jeg har valgt å bygge videre på etterspørselsfunksjonen slik den er gitt i modellen, slik at den skal være konkav. Nyttelfunksjon er valgt som en funksjon av konsum, x_t , avvik fra den optimale innetemperaturen, ΔT , og den gjennomsnittlige månedsprisen, \bar{p}_t , og er på generell form gitt av (21):

$$(21) U_t = f(x_t, \Delta T_t, \bar{p}_t)$$

Når det gjelder valg av temperatur er det ikke nødvendigvis den faktiske utendørstemperaturen som har noe å si, men hvor stort avviket er fra den optimale innetemperaturen. Jo kaldere det er, jo større blir avviket og jo mer elektrisitet må

brukes for å oppnå den optimale innetemperaturen. Her står konsumenten overfor en avveining, fordi å øke konsumet for å oppnå den optimale innendørstemperaturen gir økt nytte, samtidig som det gir en kostnad for å kjøpe mer elektrisitet. Det kan fremstilles som et minimeringsproblem som gitt av (22):

$$(22) \min L(\Delta T_t) + \bar{p}_t^{NO2} * x_t^{NO2}, \quad \Delta T_t = T_{optimal} - T_{reell}$$

Her vil $L(\Delta T_t)$ representere en tapsfunksjon som vil stige jo større avviket fra den optimale innetemperaturen er, og $\bar{p}_t^{NO2} * x_t^{NO2}$ representerer kostandene ved å kjøpe elektrisitet. Den gjennomsnittlige innendørstemperaturen i norske stuer om morgenen er 21,3 grader, mens den stiger til 22,7 grader om kvelden (Halvorsen og Dalen, 2013, s. 11). Fordi en økt innetemperatur innebærer en kostnad, er det ikke utenkelig at konsumentene, dersom man ser bort i fra elektrisitetskostnader, foretrekker en innetemperatur som er høyere enn den observerte. Derfor har jeg valgt å sette den optimale innetemperaturen som 23 grader²⁵, altså noe høyere enn den gjennomsnittlige observerte innetemperaturen. Dette valget er også gjort fordi den høyeste registrerte temperaturen i datasettet er noe høyere enn den gjennomsnittlige innetemperaturen i norske husholdninger, og dermed unngås problemet med $\Delta T_t < 0$. Det er et problem fordi en del av analysen innebærer bruk av logaritmer, og negative verdier vil da ikke eksistere. Dermed vil temperaturvariabelen i etterspørselsfunksjonen være gitt ved (23):

$$(23) \Delta T_t = T_{inne} - T_{ute}, \quad T_{inne} = 23$$

Basert på de grafiske fremstillingene i figur 3.1-3.7 og inspirert av hvordan etterspørselen har vært definert i annen norsk litteratur (Bye og Hansen, 2008; Halvorsen og Larsen, 2000) har jeg valg følgende spesifikke form på nyttefunksjonen, gitt ved (24):

$$(24) U_t(x_t^{NO2}, \Delta T_t, \bar{p}_t^{NO2}) = A(x_t^{NO2})^\alpha \left(\frac{1}{\Delta T_t}\right)^\beta \left(\frac{1}{\bar{p}_t^{NO2}}\right)^\theta \left(\frac{1}{\Delta T_t * \bar{p}_t^{NO2}}\right)^\rho$$

Funksjonen er en Cobb-Douglas variant med et positivt konstantledd, A, med variablene konsumet, x_t^{NO2} , og dermed indirekte produksjon gjennom energibalansen (4), og

²⁵ Valget har ingen betydning i en lineær estimering, men ved logaritmisk estimering er det veldig avgjørende at korrekt temperatur velges da resultatene vil variere mye prosentvis selv ved små avvik fra den korrekte temperaturen.

avviket mellom den optimale innetemperaturen og et vektet gjennomsnitt av utendørstemperaturen i NO₂, ΔT_t . I tillegg er den gjennomsnittlige månedsprisen, \bar{p}_t^H , lagt inn som en variabel da dette er den prisen konsumentene vil få på sine fakturaer²⁶. I en slik funksjon vil α være konsumelastisiteten, slik at den viser hvor mye nytten endres når konsumet øker med 1 %. Tilsvarende er β elastisiteten for temperaturen og θ elastisiteten for gjennomsnittsprisen. Til slutt inkluderes interaksjonsvariabelen, $\frac{1}{\Delta T_t * \bar{p}_t^{NO_2}}$, for å se om det er forskjell i priselastisiteten når det er varmt og når det er kaldt. Tolkningen av elastisiteten for denne variabelen, ρ , er litt mer komplisert. Det er fordi den kombinerer to variabler samtidig, i tillegg til at det ikke gir mye mening å snakke om prosentvise endringer i temperaturer, det er de faktiske endringene som betyr noe. Intuisjonen for likevel å inkludere denne interaksjonsvariabelen er fordi det kan tenkes at en høyere utendørstemperatur vil gi en mer elastisk priselastisitet for konsumentene. Dette er fordi jo varmere det er, jo mindre energi brukes på oppvarming, og jo lettere er det å redusere konsumet når prisen stiger.

Spesifiseringen av nyttefunksjonen innebærer at marginalnyttens er positiv for økt konsum og varmere vær, og negativ for høyere gjennomsnittlig månedspris. Økt konsum gjør at man kan forbruke flere elektriske apparater og vil derfor ha positiv marginalnytte. Om den er avtakende avhenger av α . Om $0 < \alpha < 1$ vil marginalnyttens være avtakende ved økt bruk, noe som kan antas å være rimelig²⁷. Når man først har et stort elektrisitetskonsum vil den marginale nytten av å kunne konsumere enda mer være avtakende. Økt avvik fra den optimale innetemperaturen innebærer en lavere utendørstemperatur som implisitt betyr høyere energiforbruk, som da vil gi positiv marginalnytte om $1 < -\frac{\rho}{\beta}$. Økt gjennomsnittlig månedspris gir negativ marginalnytte om $1 > -\frac{\rho}{\theta}$. Jo høyere pris, jo lavere er konsumet og dermed reduseres nytten av elektrisitetsforbruket.

Siden gjennomsnittsprisen blir beregnet i slutten av måneden når alle prisene er kjente, vil det ikke være den faktiske månedsprisen som konsumentene bruker når de tilpasser sitt konsum. Det antas her at konsumentene har adaptive forventninger, noe som innebærer at de vil forvente en gjennomsnittlig månedspris som relaterer til tidligere

²⁶ Eksklusive avgifter og påslag fra kraftleverandørene.

²⁷ Utregning og bevis for dette samt for de andre variablene er gitt i vedlegg A2.

gjennomsnittspriser. I analysen har jeg valgt tre ulike kombinasjoner av den forventede prisen som det er naturlig at konsumentene responderer på og jeg vil se hvilken som passer best til datasettet. Den første varianten er at prisen forventes å være den samme som månedsprisen var for fjoråret. Dette kan formuleres som (25):

$$(25) E(\bar{p}_{t,2013}^{NO2}) = \bar{p}_{t,2012}^{NO2}, \quad \forall t, \quad t = januar, februar, \dots, desember$$

Den andre muligheten er at konsumentene forventer at prisen denne måneden vil være som den var forrige måned og er gitt ved (26):

$$(26) E(\bar{p}_{t,2013}^{NO2}) = \bar{p}_{t-1,2013}^{NO2}, \quad \forall t, \quad t = januar, februar, \dots, desember$$

Den tredje muligheten er at konsumentene forventer at prisen er den samme som forrige måned det samme året, men med en korrigering som fanger opp tilfeldig hendelser som vil endre prisen noe fra forrige måned. Dette kan være hendelser som skjer, for eksempel fordi april er en annen måned enn mai. En slik type prisforventning kan formuleres som (27), hvor Δ_t følger en standard normalfordeling med forventningsverdi 0 og standardavvik lik 1:

$$(27) E(\bar{p}_{t,2013}^{NO2}) = \bar{p}_{t-1,2013}^{NO2} + \Delta_t, \quad \forall t, \quad t = januar, februar, \dots, desember, \\ \Delta_t \sim N(0,1)$$

For å kunne estimere hvorvidt prisforventninger er viktig som forklaringsfaktor for konsumentens etterspørsel og hvilke forventninger som da passer best etterspørselstetisiteten, har jeg utledet etterspørselsfunksjonen fra nyttefunksjonen og satt opp regresjonslinjen gitt ved (28)²⁸:

$$(28) \ln(x_t^{NO2}) = \beta_0 + \beta_1 \ln(p_t^{NO2}) + \beta_2 \ln(E(\bar{p}_t^{NO2})) + \varepsilon_i$$

Her er p_t^{NO2} timespotprisen, mens $E(\bar{p}_t^{NO2})$ er den forventede gjennomsnittsprisen, som skal estimeres for spesifiseringene i (25), (26) og (27). Alle variabler er gitt ved logaritmen til variabelen, slik at modellen er en log-log modell og de estimerte koeffisientene vil gi elastisiteten direkte. Dermed vil β_1 gi etterspørselstetisiteten av en prosents økning i spotprisen, mens β_2

²⁸ For utregning, se vedlegg A3.

vil gi etterspørselastisiteten ved en prosents økning i den forventede prisen. Disse forventes begge å være negative, slik at en økt månedspris gir lavere forbruk.

For å kontrollere om dette resultatet holder seg når kontrollvariabler inkluderes, har jeg også estimert regresjonen i (29):

$$(29) \ln(x_t^{NO2}) = \beta_0 + \beta_1 \ln(p_t^{NO2}) + \beta_2 \ln(E(\bar{p}_t^{NO2})) + \beta_3 \ln(\Delta T_t) \\ + \beta_4 \text{helg} + \beta_5 \text{dagtid} + \varepsilon_i$$

Kontrollvariablene her er avviket fra den optimale innetemperaturen, ΔT_t , fra nyttefunksjonen, og i tillegg er to dummyvariabler inkludert for å kontrollere for tidsspesifikke effekter. Her er dummyvariablene definert etter forbruksmønsteret i figur 3.3-3.7, slik at $\text{helg} = 1$ for lørdager og søndager og null ellers, mens $\text{dagtid} = 1$ mellom klokken 06.00 -22.00 og null ellers.

I begge disse estimeringene er interaksjonsvariabelen mellom avviket fra den optimale innetemperaturen og månedsprisen utelatt. Det er fordi tolkningen av denne variabelen ved bruk av logaritmer ikke er helt klar. Det innebærer å normalisere temperaturen slik at negative temperaturer unngås, og dermed blir det store utslag ved å snakke om prosentvise endringer. Jeg tror fortsatt det er en viktig faktor for å forklare konsumentens etterspørsel, og har derfor estimert denne effekten ved en lineær estimering gitt ved (30a-b):

$$(30a) x_t^{NO2} = \beta_0 + \beta_1 p_t^{NO2} + \beta_2 T_t + \beta_3 T_t * \bar{p}_t^{NO2} + \varepsilon_i$$

$$(30b) x_t^{NO2} = \beta_0 + \beta_1 E(\bar{p}_t^{NO2}) + \beta_2 T_t + \beta_3 T_t * E(\bar{p}_t^{NO2}) + \varepsilon_i$$

Dermed vil den kombinerte effekten av økt pris på konsumet være gitt ved (31):

$$(31) \frac{\partial x_t^{NO2}}{\partial p_t^{NO2}} = \beta_1 + \beta_3 T_t = \frac{\partial x_t^{NO2}}{\partial E(\bar{p}_t^{NO2})}$$

For å tydeliggjøre effekten er det her brukt den faktiske vektete gjennomsnittstemperaturen i NO2, og ikke avviket fra den optimale innetemperaturen. Det vil dermed være kombinasjonen av β_1 og β_3 som vil si noe om etterspørselen endres ulikt ved en prisøkning når det er varmt eller kaldt. Dersom β_3 ikke er signifikant vil det ikke være noen forskjell.

4 Analysen

I de tre ulike analysedelene er det brukt noe ulikt datamateriale. Det er på grunn av ulik lengde på periodene som analyseres og fordi noe datasett har vært mer komplisert å få tak i mer på enn annet. Datasettet blir nærmere beskrevet i kapittel 4.1, mens metodene som benyttes i analysen er diskutert i kapittel 4.2. Deretter følger selve analysene i kapittel 4.3 – 4.5, før resultatene diskuteres i kapittel 4.6. Kapittel 4.7 avslutter med å diskutere begrensninger ved analysen.

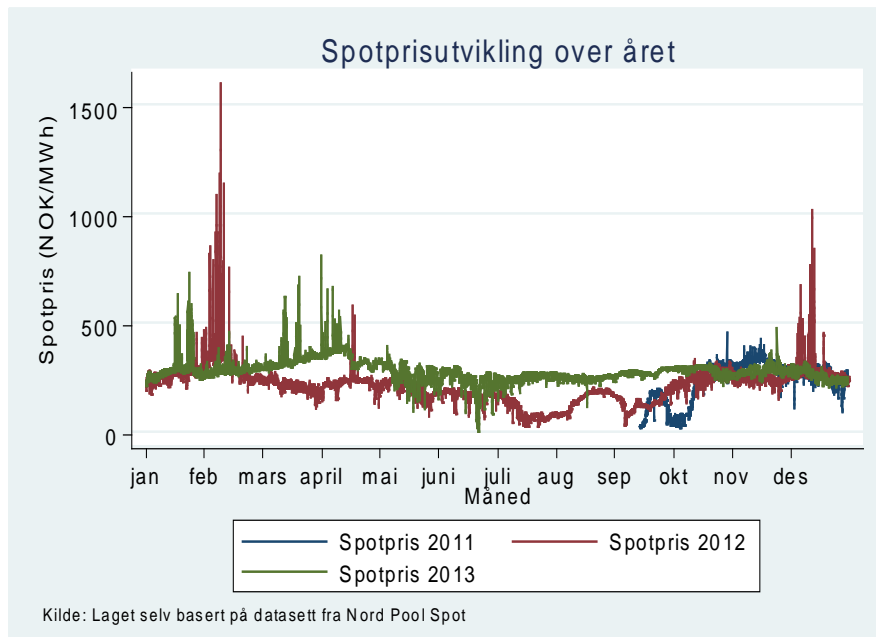
4.1 Datainnsamling: Beskrivelser

For å få til analysen er datasettet hentet fra ulike kilder. Produksjon, konsum, priser, overføringskapasitet og overføringsmengde er lastet ned fra Nord Pool Spot sitt nedlastningssenter på deres hjemmesider. Der ligger bare data for 2012, 2013 og 2014 da eldre data fjernes etter hvert som de eldes. Data for tidligere perioder har jeg fått gjennom Skagerak Kraft AS. Der har jeg også fått spesifikke data for de enkelte kraftverkene til analysen. Temperaturer og nedbør er lastet ned fra Meteorologisk Institutt sin portal eKlima. I tilbudsanalyse del 1 er det totalt 20 133 observasjoner, og i tilbudsanalyse del 2 er det totalt 7670 observasjoner for hvert av de 12 kraftverkene. Det totale datasettet for etterspørselsfunksjonen er på 17 539 observasjoner over årene 2012 og 2013, slik at totalt 5 observasjoner er fjernet på grunn av feil i konvertering til riktig dataformat.

Priser

Prisene som benyttes er spotprisen for prisområdet som blir publisert på Nord Pool Spot sin strømbørs gjennom "Day-ahead market". Spotprisene er målt per time, mens månedsprisen er gjennomsnittet av spotprisene i løpet av en måned. Disse er også utgangspunktet for beregningen av de forventede prisene.

Figur 4.1: Utvikling av spotprisen (NOK/MWh) i NO2 fra 15. september 2011 – 31. desember 2013



Som figur 4.1 viser har det vært store spredninger i spotprisen. Den høyeste registrerte spotprisen i årene i analyseperioden var 1600,54 kr/MWh, eller 160 øre/kWh, som var registrert i timen fra kl. 18-19 8. februar 2012, mens den laveste var 11 kr/MWh, eller 1.1 øre/kWh, registrert i timen mellom kl. 06-07 23. juni 2013. Dette viser hvordan spotprisen kan variere stort.

Spotprisen for DK1 i Danmark har hatt en enda mer spesiell utvikling. Der har nemlig prisen i perioder vært negativ. Det innebærer at kraftproduksjonen er altfor høy i forhold til etterspørselen kombinert med at den termiske produksjonen er lite fleksibel. Dermed oppstår det situasjoner hvor det er mer lønnsomt for kraftprodusentene å selge kraften sin til negative priser, altså at kjøpere av kraft får betalt for å ta i mot kraften, enn å stoppe produksjonen ved å stenge kraftanleggene (European power exchange, 2014). Dette viser de enorme kostnadene slike store termiske kraftanlegg har i forhold til vannkraftproduksjon som til sammenligning er meget fleksibel.

For tilbudsanalyse to er det de gjennomsnittlige døgnprisene fra prisområde NO2, med hovedby Kristiansand, som er benyttet. I perioden 24. august til 31. desember 2003 manglet det døgnpriser, slik at for disse dagene er den gjennomsnittlige månedsprisen for hver måned som brukt istedenfor.

Temperaturer

Det er for enkelte målestasjoner en del manglende timesverdier for temperaturer, spesielt i 2012. Det var vanskelig å finne komplette datasett for målestasjoner i de mest folkerike prisområdene for hele perioden, slik at enkelte målestasjoner representerer nødvendigvis ikke store deler av husholdningene. Det er likevel så liten variasjon i temperaturene at dette ikke er noe problem. Datasettet med temperaturer er derfor tatt som et vektet gjennomsnitt av de tilgjengelige målestasjoner i hvert fylke innenfor NO2. Der det mangler timesverdier er disse interpolert basert på gjennomsnittlig avvik fra målestasjoner hvor det ikke har vært mangler. I 2012 var det ingen av målestasjonene som hadde komplette observasjoner, slik at for begge år er det brukt data for 2013 som referansetall. Jomfruland er brukt som referansestasjon for Telemark, Svenner Fyr for Vestfold, Byggland for Aust-Agder, Mandal for Vest-Agder, Sola for Rogaland og Sandhaug for Hordaland. Siden 2012 var et skuddår, har ikke målestasjonene fra 2013 dette døgnet registrert. Der har jeg lagt inn den gjennomsnittlige timestemperaturen hver spesifikk målestasjon hadde i uke 9 i 2012²⁹. Gjennomsnittet for hvert fylke er vektet etter andel av befolkningen i NO2 som de representerer, og til slutt er de totale gjennomsnittstemperaturene for hver time beregnet for hele NO2. Tall fra statistikkbanken til SSB (2014,d) viser at det totalt var 1 669 425 innbyggere i de seks fylkene i 2013. 14 % fra Vestfold, 10 % i Telemark, 7 % i Aust-Agder, 11 % i Vest-Agder, 28 % i Rogaland og 30 % i Hordaland. Dette er vektingstallene i gjennomsnittet for temperaturer i hele NO2. Siden det bare er en liten del av Hordaland som er innenfor NO2 er det litt problematisk at dette fylket får høyest vekt, men temperaturene varierer ikke så mye at det vil påvirke resultatene.

Konsum og produksjon

Datasettet viser aggregert konsumforbruk i hele NO2. Det er derfor ikke noe skille mellom den såkalte allmenne forsyningen og storindustri. Konsumet er beregnet som produksjon pluss import minus eksport til prisområdet. Produksjonsdataene er lastet ned fra Nord Pool Spot, men er laget av Statnett. Datasettet viser mengden kraft som er produsert i NO2 per time og 97 % av tallene er målt, mens de resterende 3 % er beregnet. For DK1 er 50 % av produksjon målt, mens den andre halvparten oppskalert

²⁹ Unntak: Færder fyr, ingen observasjoner i uke 9. Brukt uke 10 istedenfor.

fra Energinet.dk, den danske versjonen av Statnett. I tabellen i figur 4.2 vises antall observasjoner, gjennomsnittet, standardavviket og den laveste samt høyeste registrerte verdien i datasettet.

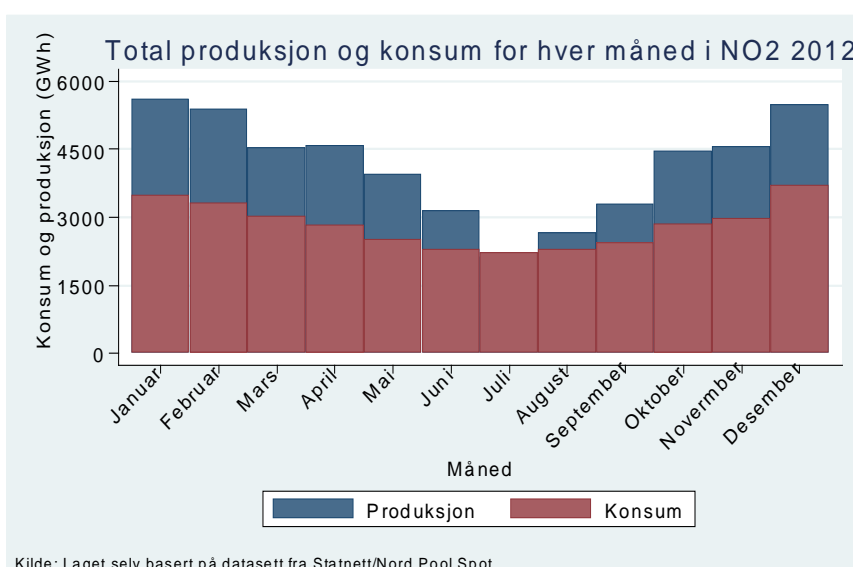
Figur 4.2: Beskrivende statistikk for konsum (MWh) og produksjon (MWh) i NO2, og produksjon (MWh) i DK1

Variabel	Antall observasjoner	Gjennomsnitt	Standardavvik	Minste registrerte verdi	Høyeste registrerte verdi
Konsum i NO2	20 133	3910,0	751,8	2327	6702
Produksjon i NO2	20 133	5521,9	1875,5	826	9949
Produksjon i DK1	20 133	2408,6	876,8	491	5325

Kilde: Egne beregninger basert på datasett fra Statnett/Nord Pool Spot

Figur 4.2 viser at gjennomsnittlig forbruk per time i NO2 for hele datasettet var 3910 MW, og varierte mellom 2327 og 6702 MW. Produksjonen i NO2 var gjennomsnittlig på 5522 MW og varierte ganske mye, fra 826 til 9949 MW per time. Produksjonen i DK1 varierte også en del, men gjennomsnittet er mye lavere, bare på 2409 MW per time.

Figur 4.3: Forholdet mellom månedlig konsum (MWh) og produksjon (MWh) i NO2 (2012)

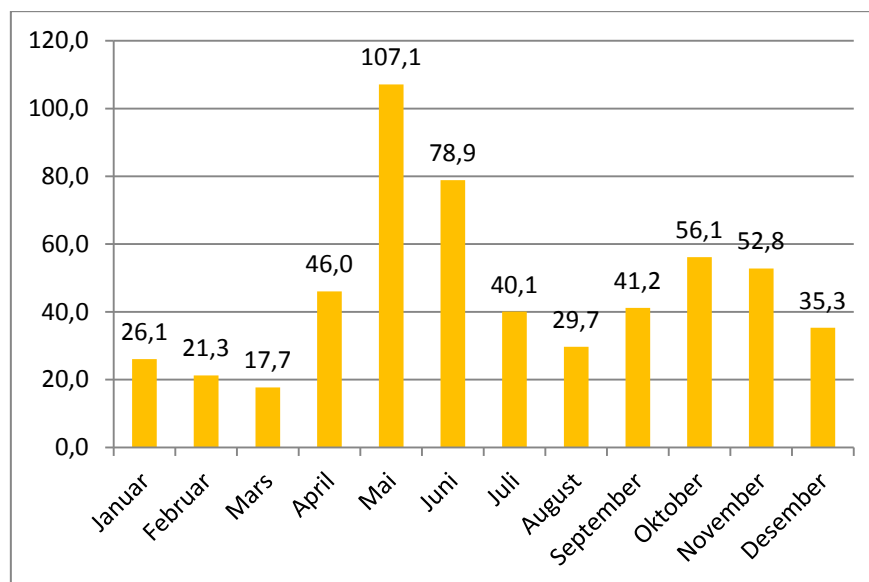


Figur 4.3 viser forholdet mellom konsum og produksjon i 2012 for NO₂. Grafen viser det totale forbruket og produksjonen i hver måned for 2012. Det røde er konsumet og det blå er produksjonen. Grafen viser at konsumet er ganske stabilt, med et litt lavere forbruk midt på sommeren, mens produksjonen varierer mye mer. Produksjonen er også lavest midt på sommeren, og i juli måned er konsumet større enn produksjonen. Når den totale produksjonen er høyere enn det totale konsumet må det bety at NO₂ eksporterer mye kraft til andre prisområder.

Fyllingsgrader, nedbør og tilsig

Fra NVE er ukentlige fyllingsgrader for NO₂ lastet ned. For å få disse på timesdata har jeg brukt tilsigsdata fra Skagerak Kraft sine kraftverk som utgangspunkt til å fordele endringene fra hver uke over døgnet totalt sett i NO₂. I enkelte kraftverk finnes det ikke timesdata og da er det totale tilsiget fra en uke fordelt jevnt over for hver enkelt time. Figur 4.4 viser gjennomsnittlig tilsig i GWh fordelt per måned, og er beregnet for perioden 1993-2013 for kraftverkene Hjartrdøla, Sundsbarm og Sira Kvina.

Figur 4.4: Gjennomsnittlig tilsig (GWh) per måned til kraftverkene fordelt over året (1993 – 2013)



Kilde: Laget selv basert på datasett fra Skagerak Kraft AS

Fra figur 4.4 ser man tydelig hvordan snøsmeltingen på våren i april-juni øker tilsiget betraktelig i forhold til kalde og tørre vintermånedene. På høsten er tilsiget også noe høyere på grunn av mye regn.

Nedbørsdata er lastet ned fra eKlima og er hentet fra målestasjoner i nærhet til kraftverkene³⁰. Fire av målestasjonene har ikke vært aktive i alle 20 årene, og der har jeg benyttet en annen nærliggende målestasjon for de årene hvor målinger manglet.

Eksport og import

Kapasiteten på overføringslinjen mellom DK1 og NO2 er som regel den samme, men på grunn utfall, feil og revisjonsstans har kabelen i enkelte perioder vært enten helt stengt eller hatt meget redusert kapasitet. (Statnett, 2011 s. 21-25, 2012 s. 22-26, 2013a s. 5, 2013b s. 6-7). Dataene er lastet ned fra Nord Pool Spot, men produsert av Statnett og er målt i MWh.

Skagerak Kraft AS – kraftverkene

Skagerak Kraft AS har totalt 45 heleide og deleide kraftverk fordelt over Sør-Norge, med en samlet årsproduksjon på rundt 5 TWh (Skagerak Energi, 2009b). Dette tilsvarer rundt 3,8 % av den totale vannkraftproduksjonen i Norge.³¹ Kraftverkene er både regulerte og uregulerte, men i analysen er 12 regulerte kraftverk valgt ut.³² Disse er valgt fordi de er de største kraftverkene til Skagerak Kraft som ligger innenfor samme prismråde, NO2. Til sammen har de en midlere årsproduksjon på 3,073 TWh og en gjennomsnittlig brukstid på 3396 timer. Dermed produserer de kraft i rundt 39 % av årets timer. Figur 4.5 viser en oversikt over den gjennomsnittlige døgnproduksjonen ved hvert av de 12 kraftverkene som er med i analysen, samt standardavviket for alle 7670 døgn.

³⁰ Målestasjoner: Fyresdal, Tuddal - Reisjå, Seljord (Åmotsdal og Prestegård), Ulla/Suldalsvatn, Bykle - Kultran, Brokke kraftstasjon/Valle og Sirdal – Tjørhom/Sinnes.

³¹ Basert på en midlere årsproduksjon på 130,5 TWh i 2013.

³² Kraftverkene er Fjone, Finndøla, Haukrei, Bjordalen, Hjartdøla, Mydalen, Brokke, Holen 1+2, Holen 3, Sira Kvina, Sundsbarm og Ulla-Førre.

Figur: 4.5: Tabell over gjennomsnittlig døgnsproduksjon (MWh) ved alle kraftverkene (1993 – 2013)

Kraftverk	Summary of Gjennomsnittlig daglig produksjon (MWh)		
	Mean	Std. Dev.	Obs.
Bjordalen	.82739972	.9615467	7670
Brokke	43.020659	34.863752	7670
Finndøla	12.973545	16.211203	7670
Fjone	10.621935	17.59893	7670
Haukrei	4.1205643	5.3556351	7670
Hjartdøla	45.631015	40.678432	7525
Holen 1,2	18.434805	25.022337	7651
Holen 3	8.549437	17.80074	7670
Mydalen	2.5223525	2.8044946	7670
Sira Kvina	82.802616	66.049826	7277
Sundsborn	37.929471	39.605655	7670
Ulla-Førre	.0847594	.52943464	7670
Total	21.997083	37.619886	91483

Kilde: Egne beregninger basert på datasett fra Skagerak Kraft AS

4.2 Minste kvadraters metode: Antakelser

For å utføre denne analysen bruker jeg regresjonsanalysen minste kvadraters metode³³. For at resultatene skal bli så presise som mulig er det viktig at antakelsene som gjelder for å bruke denne metoden holder. Om det ikke er tilfellet vil estimatene kunne bli "biased", det vil si at estimatene kan bli for høye eller lave eller at standardfeilene ikke er korrekte. Dermed vil ikke signifikanstester for å se estimatenes relevans være korrekt heller.

Tilbudssiden

Når effektene av nedbør og tilsig på kraftprisen skal estimeres vil det kunne være fare for høy korrelasjon mellom disse variablene. Så lenge det ikke er perfekt kollinearitet skal estimatene fortsatt kunne beregnes, men det kan føre til høye standardfeil som vil kunne gi estimer som ikke er signifikante. Dette er fordi at når de to variabler er sterkt korrelert kan det være vanskelig å skille ut den separerte effekten hver enkelt variabel har på spotprisen. Ofte vil det være en kombinasjon av begge effekter som observeres.

³³ På engelsk: Ordinary least squares (OLS).

Et annet mulig problem er at i et fysisk marked som kraftmarkedet er, vil pris og produksjon ha gjensidig påvirkning på hverandre. Dette kan skape problemer med endogenitet. Det kan da være vanskelig å skille om det er prisen som fører til økt produksjon eller om det er økt produksjon som endrer prisen.

Det kanskje største mulige problemet er seriekorrelasjon. Flere av variablene forventes å ha observasjoner som ikke er uavhengige av hverandre, som blant annet spotprisen fra time til time. I tillegg vil den gjennomsnittlige månedsprisen være korrelert med spotprisen. Hvor mye dette vil kunne påvirke resultatene er usikkert å si, men for å teste hvorvidt det er seriekorrelasjon skal jeg utføre en Durbin-Watson test.

I tilbudsanalyse 2 er datasettet paneldata, fordi det er 12 kraftverk med flere variabler som er observert over flere år. Dermed må det sjekkes for om det er individuell heterogenitet mellom kraftverkene som tilsier bruk av enten "fixed" eller "random" effekt av heterogeniteten. Dette kan sjekkes med en Hausmans test. Det er også muligheter for intraklassekorrelasjon mellom kraftverkene, noe som betyr at restleddene mellom kraftverkene har større variasjon enn de har innad for hvert kraftverk. Dette korrigeres for ved å bruke cluster robuste standardfeil for kraftverkene i analysen.

Etterspørselssiden

En antakelse som må holde er at forventningsverdien til restleddet skal være null og at variansen skal være konstant. Denne antakelsen innebærer at alle andre variabler som ikke er spesifisert i modellen ikke påvirker konsumet på en systematisk måte, og at effekten av over- og underestimeringer er tilfeldige slik at summen av dem vil gå mot null. Dersom variansen er konstant vil datasett være homoskedastisk. Dersom dette ikke holder vil datasettet ha heteroskedastisitet, slik at restleddene vil variere med verdien til variablene og vil ofte kunne ha et tydelig mønster. Dette kan skje om en viktig forklaringsvariabel er utelatt fra modellen, om modellen er feilspesifisert eller om modellformene er feil. Resultatet er at standardavvikene og variansen vil være for store eller små, men estimatene vil fortsatt være korrekte. For å kontrollere for dette brukes robuste standardfeil i selve analysen, slik at dette ikke er noe problem for videre bruk av resultatene.

Et annet problem oppstår dersom en forklaringsvariabel er utelatt og den samtidig korrelerer med en inkludert forklaringsvariabel. Dette vil da føre til upresisjon i de parameterne som er tatt med fordi de da også vil fange opp effekter som egentlig skyldes den utelatte variabelen. I mange etterspørselsfunksjoner vil husholdningens inntekt være en viktig variabel. Her er ikke den variabelen inkludert fordi datasettet bare går over to år og for de aller fleste vil inntekten være nokså uendret for en slik kort periode, samt at konsumet er på aggregert nivå og skiller ikke mellom ulike typer husholdninger. Hvis dataene hadde vært på husholdnings- eller individnivå ville inntekten vært mer relevant. Dermed er det rimelig å anta at denne forutsetningen holder.

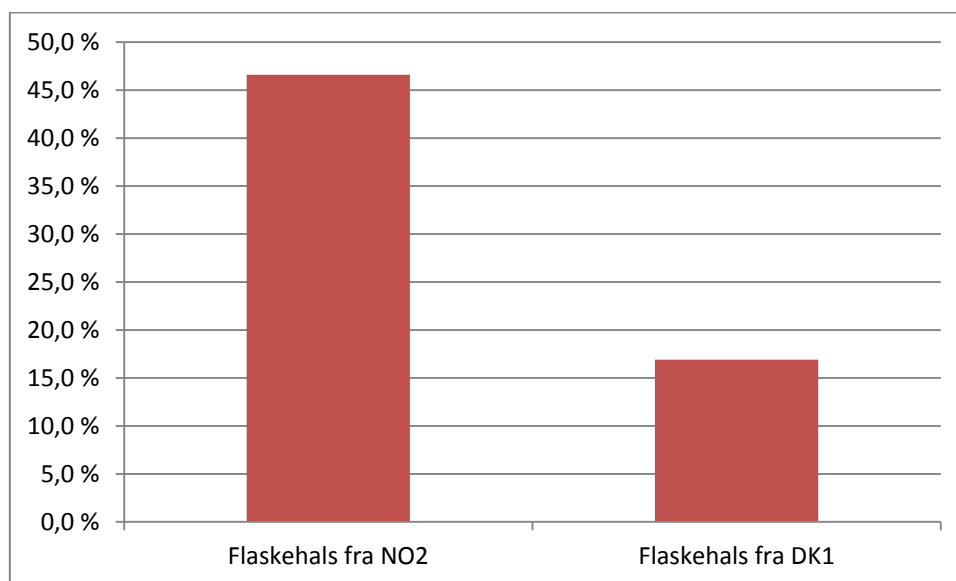
En annen antakelse som må holde er at det ikke skal være samvariasjon mellom restleddene. Dette innebærer at for hver observasjon skal ikke restleddet ha noe som helst sammenheng mellom restleddet til en annen observasjon. Dette vil sannsynligvis være et problem med temperaturvariabelen og den forventede månedsprisen. Siden temperaturen vanligvis stiger og synker over tid, vil temperaturen en time ofte korrelere med temperaturen neste time, noe som kan gi problem med seriekorrelasjon i restleddene. I tillegg kan det være seriekorrelasjon mellom spotprisen og den forventede månedsprisen. Et annet mulig problem er at ved inkludering av månedsprisen vil interaksjonsvariabelen $T_t * \bar{p}_t^H$ og månedsprisen kunne få høy korrelasjon siden månedspris bare gir 28 unike observasjoner, mens timesobservasjonene har flere tusen. Dette skal sjekkes for med en Durbin-Watson test.

4.3 Tilbudsanalyse 1: Resultater

Det er ofte problemer med overføringen mellom N02 og DK1. Diagrammet i figur 4.6 viser andel av timene det var flaskehalser i overføringen mellom N02 og DK1. Totalt i datasettet var det flaskehals i 64 % av tiden³⁴. Fra N02 til DK1 var det flaskehals 46,7 % av den totale tiden og motsatt vei var det 16,9 % av den totale tiden.

³⁴ Av de 20 133 timene datasettet består av var det flaskehals i 12 805 av dem.

Figur 4.6: Andel av den totale tiden med flaskehalser mellom NO2 og DK1 (15.09.11 – 31.12.13)



Kilde: Laget selv basert på datasett fra Statnett/Nord Pool Spot

Estimeringen viser hvor stor effekt flaskehalser har på prisen. Figur 4.7 under viser resultatet fra en regresjon mellom spotprisen i NO2, flaskehalser mellom NO2 og DK1, overløp samt produksjonskapasitetsproblemer i den danske termiske produksjonen. Knapphet er utelatt da magasinvolumet aldri var under 32 %, og i modellen er det derfor for mye vann i magasinene til at det gir noen effekt på kraftprisene.

Figur 4.7: Estimering av prisendrende effekter fra modellen for prisområdet NO2 (15.09.11 – 31.12.13)

Linear regression

Number of obs = 20133
 F(4, 20128) = 296.30
 Prob > F = 0.0000
 R-squared = 0.0346
 Root MSE = 80.618

spotpris	Coef.	Robust Std. Err.	t	P> t	[95% Conf. Interval]	
flaskehals_no2	-21.64861	1.224975	-17.67	0.000	-24.04967	-19.24756
flaskehals_dk1	7.37746	1.325028	5.57	0.000	4.780297	9.974623
maks_dk1	48.52919	7.09985	6.84	0.000	34.61291	62.44548
overløp	-26.40373	1.357549	-19.45	0.000	-29.06463	-23.74282
_cons	263.6992	.9443006	279.25	0.000	261.8483	265.5501

Kilde: Egne beregninger basert på datasett fra Skagerak Kraft AS og Statnett/Nord Pool Spot

Tabellen gir resultatene i kr/MWh³⁵, men ved å flytte komma en plass til venstre kan resultatet tolkes som øre/kWh. Dette er det forholdet som de fleste konsumenter forholder seg til, og videre vil jeg derfor diskutere alle resultater i øre/kWh. Tabellen viser at når det overføres maksimal mengde fra NO2 til DK1 reduserer dette spotprisen i NO2 med 2,16 øre/kWh. Samtidig øker spotprisen med 0,74 øre/kWh når det oppstår flaskehals motsatt vei. Årsaken til at disse to situasjonene gir ulik effekt på prisen er at det er mye oftere overføring fra NO2 til DK1 enn motsatt vei, og dermed sjeldnere at det oppstår en flaskehals fra DK1 til NO2. Disse resultatene bekrefter modellens prediksjoner, og kan forklares med at når et prisområde har for mye produksjon er tilbudet større enn etterspørselen. Dermed kan produsenten selge kraft til andre prisområder som trenger mer. Hvis det da fortsatt er overskudd når overføringskapasiteten er nådd, blir prisen presset ned i eget produksjonsområde for å kunne selge mer også i eget prisområde. Den samme effekten sees også for spotprisen i DK1, vist ved figur 4.8.

Figur 4.8: Estimering av prisendrende effekter fra modellen for prisområdet DK1 (01.01.12 – 31.12.13)

Linear regression

Number of obs = 17541
F(4, 17536) = 185.04
Prob > F = 0.0000
R-squared = 0.0360
Root MSE = 263.33

spot_dk1_nok	Coef.	Robust Std. Err.	t	P> t	[95% Conf. Interval]	
flaskehals_no2	87.53295	4.303517	20.34	0.000	79.09763	95.96827
flaskehals_dk1	-44.23811	2.548564	-17.36	0.000	-49.23355	-39.24267
maks_dk1	56.05928	7.054392	7.95	0.000	42.23197	69.88659
overløp	-30.39243	3.250852	-9.35	0.000	-36.76442	-24.02043
_cons	259.1593	1.195673	216.75	0.000	256.8157	261.5029

Kilde: Egne beregninger basert på datasett fra Skagerak Kraft AS og Statnett/Nord Pool Spot

Estimeringen i figur 4.8 er gjort med den danske spotprisen som den avhengige variabelen, og viser at ved flaskehals fra NO2 til DK1 så øker spotprisen i DK1 med 8,75 øre/kWh, mens den reduseres med 4,42 øre/kWh når det oppstår flaskehals motsatt vei. Resultatene fra begge disse to estimeringene kan være påvirket av kausalitet. Pris er en funksjon av produksjon og produksjon er en funksjon av pris. Når prisen endres vil også

³⁵ Dette gjelder for alle resultater som blir presentert videre gjennom figurer.

produksjonen endres fordi dette endrer mulighetene for inntjening. Samtidig vil en endret produksjonsmengde også påvirke prisene fordi dette endrer det totale tilbudet. På samme måte vil både konsum og pris påvirke hverandre gjensidig. Flaskehalseffekten kommer av at det i utgangspunktet ikke er likhet mellom tilbud og etterspørsel i prisområder, og dette forsøkes å utjevnes ved å overføre den overflødige kraften til der det er mangel. Når det ikke er mulig å tilfredsstille etterspørselen til gjeldene likevektspris, så fører dette til at likevektsprisen må justeres for å få likhet mellom tilbudet og etterspørselen. Flaskehalseffektene bidrar derfor til en nødvendig prisjustering.

I begge figurer vises også effekten av at den maksimale produksjonskapasiteten i DK1 nås, og dette øker spotprisen i NO2 med 4,85 øre/kWh mens spotprisen i DK1 øker med 5,60 øre/kWh. Modellen sier at disse estimatene ikke skulle vært signifikant. En mulig forklaring til at teorien ikke blir støttet empirisk på dette punktet kan være at når den maksimale termiske kapasiteten er nådd vil etterspørselen fortsatt være høy, slik at tilbudet er for lavt og kraftprisen stiger. Det kan også være at denne variabelen fanger opp eller korrelerer med en annen utelatt variabel som påvirker begge kraftpriser, siden effekten er positiv både for spotprisen i DK1 og NO2. Dette kan være internasjonale forhold, som for eksempel at en høyere kull- eller gasspris generelt øker prisenivået på elektrisitet i Europa. Videre viser begge estimeringer at situasjoner med overløp reduserer kraftprisen, noe som kan tyde på at tilbudet er for stort. Det er når det kommer mye nedbør at magasinene blir fulle, og dermed vil produksjonen normalt sett være høy. Videre viser begge resultatene at de utvalgte kontrollvariablene har veldig lav forklaringsevne, målt ved R^2 , som sier at variablene forklarer bare 3,5 % av variasjonen i spotprisen i NO2 og 3,6 % for spotprisen i DK1. Dette betyr at det er mange flere faktorer som påvirker kraftprisen enn det som er tilfellet i den økonomiske modellen i kapittel 3.2. I figur 4.9 er derfor både konsum og produksjonsnivå lagt til i estimeringen.

Figur 4.9: Estimering av prisendrende effekter fra modellen med utvidelse 1; konsum og produksjon, for prisområdet NO2 (15.09.11 – 31.12.13)

Linear regression

Number of obs = 20133
 F(6, 20126) = 1599.98
 Prob > F = 0.0000
 R-squared = 0.4302
 Root MSE = 61.941

spotpris	Coef.	Robust Std. Err.	t	P> t	[95% Conf. Interval]	
flaskehals_no2	-34.69495	1.145478	-30.29	0.000	-36.94018	-32.44972
flaskehals_dk1	24.04572	1.185594	20.28	0.000	21.72186	26.36958
maks_dk1	-17.48414	6.417611	-2.72	0.006	-30.06319	-4.9051
overløp	-36.79473	1.02211	-36.00	0.000	-38.79815	-34.79131
konsum_no2	.0078377	.001716	4.57	0.000	.0044743	.0112012
produksjon_no2	.0253346	.0006388	39.66	0.000	.0240826	.0265867
_cons	97.7829	4.091487	23.90	0.000	89.76325	105.8025

Kilde: Egne beregninger basert på datasett fra Skagerak Kraft AS og Statnett/Nord Pool Spot

Resultatene viser at modellens forklaringsevne øker mye, R^2 er nå på 43 %. Deler av denne økningen skyldes at det nå er flere kontrollvariabler inkludert og dette vil alltid øke forklaringsevnen noe. Likevel tyder det på at produksjon og konsum er viktige faktorer som også har betydning for endringer i spotprisen fordi økningen er så stor. Selve estimatene for disse to variablene er veldig små, men det kommer av størrelsesforholdet mellom dem. Når det totale konsumet øker med 1000 MWh, så vil spotprisen øke med 0,78 øre/kWh. Dette resultatet motsier derfor en av modellens prediksjoner; nemlig at konsumet ikke skal kunne påvirke kraftprisen. Naturligvis vil teoretiske modeller aldri kunne klare å beskrive virkeligheten helt perfekt, men dette resultatet styrker motivasjonen for å utvide modellen og inkludere en eksplisitt etterspørselsside. Det er også interessant å merke seg at effekten av flaskehals er større når det kontrolleres for produksjon og konsum. Når det er flaskehals fra NO2 til DK1 vil spotprisen i NO2 nå reduseres med 3,47 øre/kWh mot 2,16 øre/kWh i den opprinnelige modellen. Dette kan være fordi problemet med kausalitet blir større når både tilbud og etterspørsel estimeres samtidig. Begge disse variablene er endogene i denne estimeringen, slik at prisen påvirkes av endret konsum og produksjon, og endret konsum og produksjon vil påvirke prisen. Dermed kan det være at effekten av flaskehals i dette tilfelle ikke er forventningsrett, og at estimatet er for høyt eller lavt. Dette oppstår fordi modellen ikke er en simultan likevektmodell på redusert form. I en slik modell

kan man finne uttrykk for de endogene variablene som funksjon av bare eksogene variabler, noe som vil gi mer korrekte resultater. En slik løsningsmetode er ikke utført fordi det ligger utenfor rammene til en masteroppgave.

4.4 Tilbudsanalyse 2: Resultater

For å analysere hvilken effekt ulike nedbørsperioder har på spotprisen i NO2 har jeg brukt et paneldatasett med kraftverkene fra Skagerak Kraft AS. En Hausmanstest³⁶ indikerer at det ikke er noen systematisk korrelasjon mellom de ulike kraftverkernes restledd, slik at jeg har brukt regresjonsmetoden "Fixed effects". Resultatene vises i figur 4.10³⁷.

Figur 4.10: Estimering av kraftverksdata på spotpris for ulike nedbørsperioder for prisområde NO2 (01.01.93 – 31.12.13)

Sammenligning av effekt på spotpris ved ulike nedbørsperioder

	(1) Lite nedbør	(2) Normal nedbør	(3) Mye nedbør	(4) Hele perioden
produksjon	0.0355* (0.00657)	0.0302* (0.00392)	0.00938 (0.00510)	0.0246*** (0.00127)
magasinvolum	-0.000321* (0.0000463)	-0.000538* (0.0000909)	-0.000210 (0.000148)	-0.000388*** (0.0000168)
snitt_tilslig	-0.000140** (0.0000108)	-0.000322** (0.0000298)	-0.0000562 (0.0000190)	-0.000165** (0.0000159)
nedbør	0.400 (0.213)	0.572 (0.517)	0.411** (0.0421)	0.572 (0.190)
_cons	299.7** (17.88)	348.9** (27.35)	273.7** (35.70)	309.9*** (5.118)
N	4422	8933	5156	22284
R-sq	0.195	0.290	0.041	0.188

Standard errors in parentheses

* p<0.05, ** p<0.01, *** p<0.001

Kilde: Egne beregninger basert på datasett fra Skagerak Kraft AS, eKlima og Statnett/Nord Pool Spot

Estimeringene er gjort for å se hvordan hver forklaringsvariabels effekt på pris varierer i perioder med ulik nedbørsmengde. Kolonne (1) viser resultatet for måneder med lite

³⁶ Testresultat i tabell 3 i vedlegg B2.

³⁷ Tabell 8 i vedlegg B4 viser at det ikke kan utelukkes at det er seriekorrelasjon i datasettet.

nedbør, (2) for måneder med normal nedbør, (3) for måneder med mye nedbør og (4) er for hele perioden uavhengig av nedbørsmengde. Produksjon, magasinvolum og det gjennomsnittlige døgntilsiget er målt i MWh, priser i NOK/MWh mens nedbør er målt per millimeter. Stjernene bak hver koeffisient viser hvilke av estimatene som er signifikante, hvor en stjerne gir et signifikansnivå på 5 %. Det betyr at t-verdien for en hypotesetest for om koeffisientene er null er så høy at denne hypotesen forkastes. Det betyr igjen at det er 5 % sannsynlighet for at den feilaktig forkastes. I de ulike nedbørsperiodene er en del av variablene ikke signifikante i det hele tatt, mens alle variabler utenom nedbør er signifikante for hele perioden, uavhengig av nedbørsmengde. Dette kan tyde på at produksjonen ikke er så avhengig av nedbørsmengden, noe som igjen betyr at vannet blir allokert godt mellom perioder. Med det menes at i perioder med mye nedbør blir en del lagret i magasinene for å kunne bruke vannet til produksjon når nedbøren er liten og prisene ofte er høye. For hele perioden gir 1 GWh ekstra produksjon en prisøkning på 2,46 øre/kWh og i alle estimeringene tyder det på at produksjon og pris er positivt korrelert. Normalt sett vil det være slik at det er en økt pris som fører til en økt produksjon, men på grunn av den gjensidige påvirkningen mellom dem er det vanskelig å si noe sikkert. Effektene som er estimert er også ganske like i alle måneder, utenom for månedene med mye nedbør hvor estimatet heller ikke er signifikant. Dermed kan resultatene tolkes slik at det er økte priser som driver opp produksjonen, og ikke motsatt. Estimaten for magasinvolumet og det gjennomsnittlige tilsiget gir i alle estimerer en negativ effekt, selv om ikke alle estimatene er signifikante. Dette er som forventet da de begge øker mulighetene for å produsere mer og dermed øke tilbudet.

Jeg har også utført en korrelasjonsanalyse mellom den gjennomsnittlige kraftprisen for hvert døgn og ulike forklaringsvariabler basert på kategoriseringen av tørre, normale og våte nedbørsmåneder. I figur 4.11 vises de signifikante resultatene.

Figur 4.11: Korrelasjonsanalyse – signifikante resultater (01.01.93 – 31.12.13)

Tørre nedbørsmåneder	Korrelasjon
Priser - gjennomsnittlig dagsproduksjon	0,1922
Priser - gjennomsnittlig fyllingsnivå	-0,0509
Priser - gjennomsnittlig tilsig	-0,0894
Gjennomsnittlig dagsproduksjon - gjennomsnittlig tilsig	0,0349

Normale nedbørsmåneder	
Priser - gjennomsnittlig dagsproduksjon	0,1726
Priser - gjennomsnittlig fyllingsnivå	-0,0607
Priser - gjennomsnittlig tilsig	-0,2514
Gjennomsnittlig dagsproduksjon - gjennomsnittlig nedbør	0,0173
Våte nedbørsmåneder	
Priser - gjennomsnittlig dagsproduksjon	0,0327
Priser - gjennomsnittlig tilsig	-0,0447
Gjennomsnittlig dagsproduksjon - gjennomsnittlig nedbør	0,0281
Gjennomsnittlig dagsproduksjon - gjennomsnittlig tilsig	0,1586
Alle nedbørsmåneder	
Priser - gjennomsnittlig dagsproduksjon	0,1313
Priser - gjennomsnittlig fyllingsnivå	-0,0637
Priser - gjennomsnittlig tilsig	-0,1643
Priser - nedbør	-0,0305
Gjennomsnittlig dagsproduksjon - gjennomsnittlig nedbør	0,0195
Gjennomsnittlig dagsproduksjon - gjennomsnittlig tilsig	0,0608

Kilde: Egne beregninger basert på datasett fra Skagerak Kraft AS, eKlima og Statnett/Nord Pool Spot

Den høyeste korrelasjonen er mellom kraftprisene og det gjennomsnittlige tilsiget i periodene med normal nedbørsmengde, med en korrelasjon på -0,25. Det betyr at de har et negativt forhold, slik at når tilsiget øker så vil prisen reduseres og motsatt. Den gjennomsnittlige dagsproduksjonen korrelerer også en del med kraftprisen, både i tørre og normale nedbørsmåneder, med en korrelasjon på henholdsvis 0,19 og 0,17, slik at økt pris gir økt produksjon. Denne sammenhengen bekreftes også fra estimeringen i figur 4.10. Som forventet korrelerer den gjennomsnittlige dagsproduksjonen positivt med både nedbør og gjennomsnittlig tilsig, og korrelasjonen er størst i månedene med mye nedbør. Så jo mer nedbør det er, jo høyere er tilsigene til kraftverkene og jo høyere er den gjennomsnittlige dagsproduksjonen. Motsatt reduseres korrelasjonen mellom kraftprisen og den gjennomsnittlige dagsproduksjonen jo mer nedbør det er, slik at det er i månedene med minst nedbør det er størst korrelasjon mellom dem. Dette kan tyde på at når nedbøren og tilsigene øker vil det oppstå flere situasjoner med overløp og flaskehalser som også vil påvirke kraftprisen. Dermed kan ikke kraftprodusentene holde igjen like mye produksjon selv om prisene er lave, mens i perioder med lite nedbør er dette mulig dersom magasinene ikke er fylt opp. Det kan implisere at kraftprodusentene som har optimalisert magasinene sine har et mer elastisk tilbud i perioder med lite

nedbør enn ellers, fordi de da kan vente med å produsere til prisen har steget. Til slutt har jeg gjort tilbudsanalyse 1 igjen fra likning (13) om igjen, med utvidelser fra den opprinnelige modellen. Figur 4.12³⁸ sammenligner resultatene med den opprinnelige analysen.

Figur 4.12: Sammenligning av tilbudsanalyse 1 med og uten utvidet modell (15.09.11 - 31.12.13 for (1) og (2), og 01.01.12 - 31.12.13 for (3) og (4))

Sammenligning av opprinnelig modell med utvidelser

	(1) Modell	(2) Utvidelse 1	(3) Utvidelse 2	(4) Utvidelse 3
flaskehals~2	-21.65*** (1.225)	-34.69*** (1.145)	-2.496* (1.207)	-38.07*** (1.262)
flaskehals~1	7.377*** (1.325)	24.05*** (1.186)	3.694** (1.222)	31.33*** (1.158)
maks_dk1	48.53*** (7.100)	-17.48** (6.418)	23.71*** (6.425)	-21.71*** (6.535)
overløp	-26.40*** (1.358)	-36.79*** (1.022)	-33.93*** (1.191)	-33.72*** (1.108)
konsum_no2		0.00784*** (0.00172)		0.0241*** (0.00203)
produksjon~2		0.0253*** (0.000639)		0.0246*** (0.000694)
nedbør			-0.573*** (0.107)	-1.115*** (0.0947)
temperatur			-5.289*** (0.103)	2.540*** (0.104)
_cons	263.7*** (0.944)	97.78*** (4.091)	287.0*** (1.154)	30.43*** (5.503)
N	20133	20133	17539	17539
R-sq	0.035	0.430	0.229	0.460

Standard errors in parentheses

* p<0.05, ** p<0.01, *** p<0.001

Kilde: Egne beregninger basert på datasett fra Skagerak Kraft AS, eKlima og Statnett/Nord Pool Spot.

Kolonne (1) og (2) viser resultatene fra de to opprinnelige estimeringene i tilbudsanalyse 1 fra figur 4.7 og 4.9, med henholdsvis bare modellen og modell med utvidelse for konsum og produksjon. Kolonne (3) har utvidet modellen med nedbør og temperatur, mens (4) har utvidet modellen med alle fire ekstra kontrollvariabler. Resultatene viser at de fleste variablene er signifikante på 0,1 % signifikansnivå, og de

³⁸ Tabell 7 i vedlegg B4 viser at det ikke kan utelukkes at det er seriekorrelasjon i datasettet.

estimerte koeffisientene fra den opprinnelige modellen endres ved utvidelse. Effekten av flaskehals fra NO2 til DK1 øker med ganske mye, fra -2,17 til - 3,81 øre/kWh når modellen utvides med kontroll for konsum, produksjon, nedbør og temperatur i (4). Samtidig blir effekten av overløp nå større, den øker fra - 2,64 til - 3,37 øre/kWh. Nedbør er målt i millimeter, slik at når nedbøren øker med 10 mm reduseres kraftprisen med 1,12 øre/kWh i utvidelse 3, vist ved kolonne (4). Når det gjelder modellenes forklaringskraft øker den mye når konsum og produksjon blir tatt med, men ikke like mye når temperatur og nedbør blir tatt med. Dette tyder på at nedbør og temperatur ikke gir like mye forklaringskraft til spotprisen, noe som kan komme av at de først og fremst påvirker mengden vann som kraftverkene har tilgjengelig og ikke direkte produksjonsmengden.

4.5 Etterspørselsanalyse: Resultater

I den første delen av etterspørselsanalysen har jeg testet hvorvidt prisforventninger bidrar til å forklare konsumet i forhold til bare den faktiske spotprisen. Det har jeg gjort ved å estimere effekten av spotprisen på konsum, prisforventning på konsum og effekten når begge to er inkludert, både med og uten kontrollvariabler. Figur 4.13³⁹ viser disse resultatene for prisforventning 2 gitt av likning (26), som sier at konsumentene forventer at prisene denne måneden er lik hva den var forrige måned. Disse resultatene er estimert direkte fra etterspørselsfunksjonen, det vil si på logaritmisk form.

³⁹ Tabell 9 i vedlegg B4 viser at det ikke kan utelukkes at det er seriekorrelasjon i datasettet.

Figur 4.13: Sammenligning av etterspørselsfunksjonens forklaringskraft med og uten prisforventning (01.01.12 – 31.12.13)

Test for forklaringsandel i etterpørselsfunksjon av spotpris og prisforventning 2

	(1) konsum	(2) konsum	(3) konsum	(4) konsum	(5) konsum	(6) konsum
spotpris	0.324*** (96.18)	0.296*** (67.03)		0.195*** (58.89)	0.209*** (55.18)	
forventning2		0.0510*** (11.94)	0.294*** (90.38)		-0.0283*** (-7.03)	0.129*** (32.53)
temperatur				0.247*** (66.52)	0.250*** (64.76)	0.274*** (63.17)
helg				-0.0490*** (-26.99)	-0.0480*** (-26.35)	-0.0619*** (-31.25)
dagtid				0.0444*** (6.61)	0.0473*** (7.24)	0.0177* (1.96)
_cons	6.473*** (351.33)	6.347*** (346.29)	6.627*** (373.38)	6.523*** (437.45)	6.592*** (374.12)	6.808*** (410.15)
N	17539	17539	17539	17539	17539	17539
R-sq	0.359	0.362	0.200	0.668	0.669	0.592

t statistics in parentheses

* p<0.05, ** p<0.01, *** p<0.001

Kilde: Egne beregninger basert på datasett fra eKlima og Statnett/Nord Pool Spot

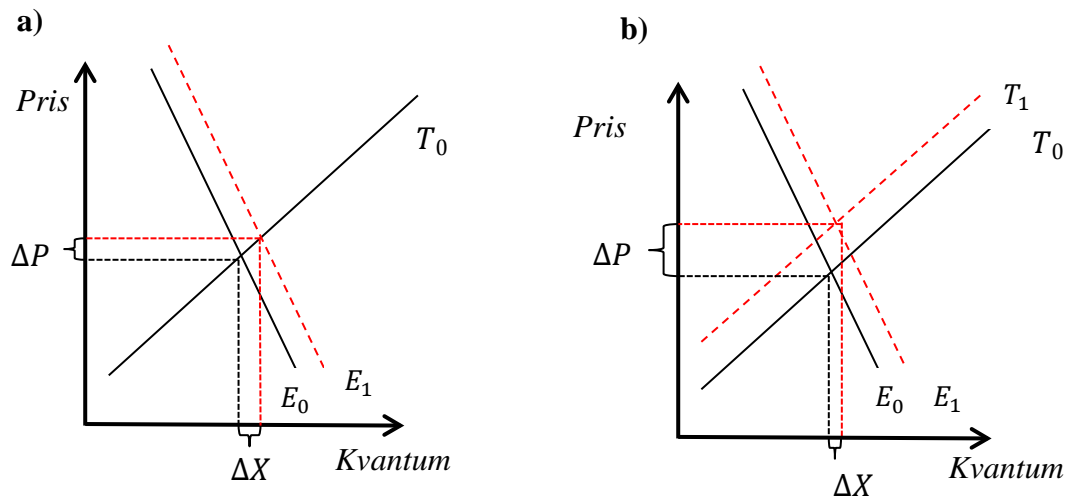
Kolonne (1), (2) og (3) viser resultater uten kontrollvariabler. Ved bare å bruke prisforventningen som forklaring av konsumet er forklaringskraften liten, $R^2 = 20,0 \%$, vist ved (3). Når bare spotprisen benyttes er forklaringskraften mye høyere, $R^2 = 35,9 \%$, vist ved (1). Når både prisforventningen og den faktiske spotprisen er inkludert øker forklaringskraften minimalt, $R^2 = 36,2 \%$, vist ved (2). I tillegg er den kombinerte effekten av både spotprisen og prisforventningen i (2) lik 0,347, noe som er ganske lik den rene effekten av spotprisen i (1) på 0,324. Dette tyder på at effekten av prisforventningen fanges opp i den estimerte effekten av spotprisen, og at å inkludere prisforventningen er overflødig. Det gir ingen ekstra forklaringskraft. Ved å kontrollere for temperatur, helg og dagtid skjer det samme. Forklaringskraften er omtrent lik mellom estimering (4) og (5), som viser henholdsvis effekten på konsum med bare spotpris og med både spotpris og den forventede prisen. Igjen er forklaringskraften ved bare å bruke prisforventningen en del lavere, vist ved $R^2 = 59,0 \%$, i (6). Til sammen tolkes disse resultatene som at det å inkludere prisforventninger ikke har noen stor effekt på forklaringskraften i etterspørselsfunksjonen og at det derfor ikke er nødvendig å inkludere dem i etterspørselsfunksjonen. Denne analysen er også utført med

prisforventning 1 og 3⁴⁰, og disse estimeringene gir resultater som støtter tolkningen. Analysen som inkluderte prisforventning 3 gav tilnærmet like resultater som i figur 4.13, mens analysen for prisforventning 1 var litt mer tvetydig. Uten kontrollvariabler økte forklaringskraften mye ved å inkludere både spotprisen og prisforventningen, men når kontrollvariablene ble inkludert var ikke lengre estimatet av prisforventningen signifikant. Dette betyr at resultatet uten kontrollvariablene for prisforventning 1 ikke bør tillegges for mye vekt, fordi resultatet mest sannsynlig bare er signifikant fordi det er den eneste variabelen som er inkludert og derfor egentlig fanger opp andre utelatte effekter.

Figur 4.13 viser også konsumelastisiteten for en prosents økning i spotprisen samt for prisforventning 2. Den direkte konsumelastisiteten fra (5) er på 0,209 og den kombinerte effekten av spotprisen og prisforventning 2 gir en konsumelastisitet på 0,181. Det som er uventet er at effekten på konsum av en høyere pris er positiv slik at både prisen og konsumet øker samtidig. Om det er prisen som gjør at konsumet øker eller konsumet som gjør at prisen øker er usikkert, det avhenger av hva som forårsaker prisendringen. Det er to mulige situasjoner som kan gi både økt pris og økt konsum. Enten så kan det være forhold på etterspørselssiden som gir et positivt skifte i etterspørselskurven, eller så kan det være en kombinert situasjon som gjør at tilbudskurven samtidig får et negativt skifte. I det siste tilfellet vil da tilbudskurven måtte være mer elastisk enn etterspørselskurven for at konsumet totalt sett skal øke. Dersom de er like elastiske vil det bare oppstå en prisøkning ved like store skifter i kurvene. Disse to mulighetene kan vises grafisk. Figur 4.14 a) viser den første muligheten, mens figur 4.14 b) viser den andre muligheten:

⁴⁰ Resultater finnes i tabell 5 og 6 i vedlegg B3.

Figur 4.14: a) Positivt skifte i etterspørselskurven, b) Positivt skifte i etterspørselskurven og negativt skifte i tilbudskurven.



Kilde: Laget selv

I figuren vises størrelsen på prisendringen ved ΔP og kvantumsendringen ved ΔX . Slik disse figurene er tegnet blir kvantumsendringen størst i figur 4.14 a), det vil si dersom bare etterspørselskurven flytter fra E_0 til E_1 , mens prisendringen er størst i figur 4.14 b) hvor også tilbudskurven flytter, fra T_0 til T_1 . I figur 4.14 b) er etterspørselskurven noe mer uelastisk enn tilbudskurven slik at kvantumsendringen blir positiv, og jo mer uelastisk etterspørselskurven er i forhold til tilbudskurven, jo mer øker kvantumet når begge kurver skifter. Situasjonen i figur 4.14 b) kan skje dersom det blir veldig kaldt og lite nedbør. Da vil tilbudskurven skifte opp til venstre, slik at for alle priser vil tilbudet nå være lavere på grunn av liten tilgang til vannkraft til å produsere med. Samtidig vil etterspørselskurven flytte utover til høyre fordi nå vil konsumentene konsumere enda mer elektrisitet for den samme prisen fordi det er nødvendig for å opprettholde varmen innendørs. Dette kan sees av den positive effekten av temperaturvariabelen i (4), (5) og (6) i figur 4.13. Her er det avviket fra den optimale innendørstemperaturen som er benyttet, slik at en lavere utendørstemperatur gir et større avvik og dermed økt konsum.

Videre brukte jeg lineær estimering for å analysere hvorvidt temperaturen har betydning for hvor mye konsumet endres når prisen øker. Figur 4.15⁴¹ viser resultatene, basert på likning (30a-b), og her er den faktiske vektete gjennomsnittstemperaturen brukt.

⁴¹ Tabell 10 i vedlegg B4 viser at det ikke kan utelukkes at det er seriekorrelasjon i datasettet.

Figur 4.15: Sammenligning av effekt på konsum av en prisøkning ved ulike temperaturer (01.01.12 – 31.12.13)

Sammenligne effekt av økt pris på konsum ved ulike temperatur og prisforventninger

	(1) Spotpris	(2) Forventnin~1	(3) Forventnin~2	(4) Forventnin~3
spotpris	3.140*** (0.127)			
temperatur	-68.37*** (3.357)	-77.43*** (1.338)	-77.29*** (3.050)	-52.51*** (1.665)
spot_temp	-0.0313** (0.0115)			
forventning1		-0.0573 (0.0394)		
expl_temp		-0.0689*** (0.00461)		
forventning2			1.655*** (0.110)	
exp2_temp			-0.0387*** (0.0113)	
forventning3				0.102*** (0.00406)
exp3_temp				-0.00246*** (0.000231)
_cons	3486.3*** (36.96)	4389.7*** (13.91)	3910.4*** (31.70)	3741.7*** (25.19)
N	17539	17539	17539	17539
R-sq	0.728	0.657	0.663	0.665

Standard errors in parentheses

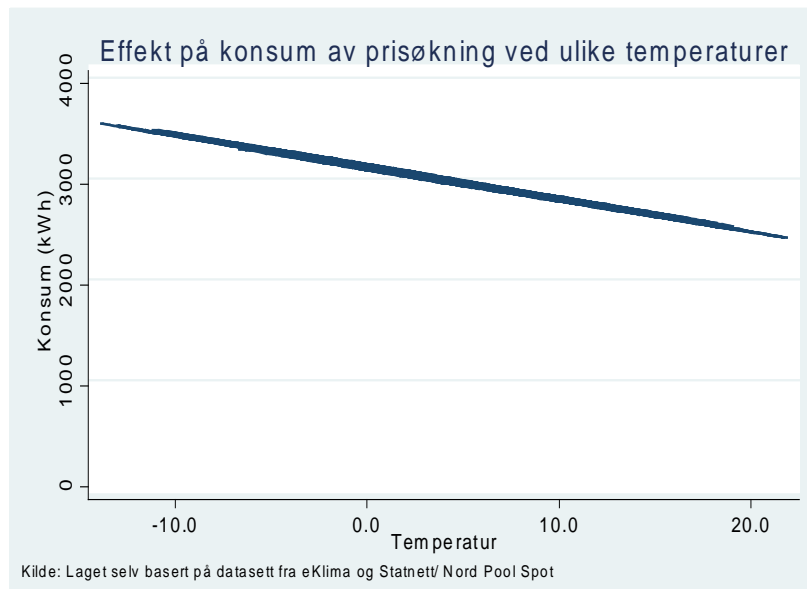
* p<0.05, ** p<0.01, *** p<0.001

Kilde: Egne beregninger basert på datasett fra eKlima og Statnett/Nord Pool Spot

Kolonne (1) i figur 4.15 viser resultatene fra den lineære estimeringen på konsum av økt spotpris, temperatur og interaksjonsvariabelen mellom spotprisen og temperaturen. Kolonne (2), (3) og (4) viser det samme for henholdsvis prisforventning 1, 2 og 3. Den direkte prisseffekten er positiv og signifikant for alle estimeringene utenom for prisforventning 1 i kolonne (2). For prisforventning 1 er effekten negativ, men resultatet er ikke signifikant. Dermed tyder det på at det er en positiv sammenheng mellom pris og konsum. Resultatene viser videre at interaksjonsvariabelen mellom hver enkelt pris, eller prisforventning, og temperaturen er signifikant og negativ. Det betyr at alle estimeringer gir det resultatet at når prisen, eller prisforventningen, øker med en krone, så øker forbruket mer når det er kaldt enn når det er varmt. Dette betyr at

konsumentene reagerer ulikt på prisøkninger avhengig av om det er varmt eller kaldt ute. Så jo kaldere det blir, jo større er effekten. Denne sammenhengen vises grafisk ved figur 4.16.

Figur 4.16: Økning i konsumet (kWh) når spotprisen øker med 1 øre ved ulike temperaturer



Grafen i figur 4.16 viser en negativ sammenheng mellom temperatur og effekten av pris på konsum. En mulig tolkning av dette er at etterspørselskurven blir mer og mer elastisk når det blir varmere vær. I Oslo er gjennomsnittstemperaturen for hele året 5,7 grader (Dannevig og Harstveit, 2013). Dersom gjennomsnittstemperaturen øker vil det være to effekter på etterspørselssiden. For det første vil etterspørselskurven få et negativt skifte fordi varmere vær gjør at behovet for oppvarming, og dermed elektrisitet, reduseres. For det andre vil etterspørselskurven bli slakere som følge av at etterspørselen blir mer elastisk ved varmere vær, slik figur 4.16 viser. Dersom det ikke skjer noe med tilbudet vil resultatet være lavere pris og lavere konsum. Ved å bruke resultatene fra estimeringen (1) i figur 4.15 kan effekten på konsumet beregnes i dette tilfellet. La oss si at gjennomsnittstemperaturen øker med to grader og at det fører det til en prisreduksjon på 10 øre/kWh. Det vil da gi en reduksjon i det totale konsumet på 6260 kWh. Det utgjør 31,3 % av det årlige konsumet til en husholdning i en enebolig⁴².

Den direkte effekten på konsumet når prisen eller prisforventningen øker, er positiv utenom for prisforventning 1. Det gjør at tolkningen med at tilbudet er mer elastisk enn

⁴² Basert på et årlig forbruk på 20 000 kWh (SSB, 2011).

etterspørselen ikke er like klar når det er varmt. Resultatet i (2) i figur 4.14 indikerer at dersom prisen øker, vil konsumet øke så lenge det er kuldegrader, men vil synke når det er plussgrader. Estimatet for prisforventning 1 på $-0,0573$ er ikke signifikant, noe som betyr at det ikke kan utelukkes at den egentlig er null. Siden estimatet for prisforventning 1 ikke er signifikant i noen av estimeringene, så styrker dette konklusjonen om at tilbudet er mer elastisk enn etterspørselen både når det er varmt og når det er kaldt, og i den grad prisforventninger har en betydning for konsumet, passer prisforventning 2 og 3 best. Det betyr at konsumentene har en forventning som går ut på at prisen denne måneden kommer til å bli omtrent som den var forrige måned. Dette betyr igjen at prisene ett år tilbake i tid ikke er relevante for dagens priser.

4.6 Diskusjon av resultatene og veien videre

Resultatene fra de tre analysene i denne oppgaven er interessante i forhold til de endringene som vil skje i det norske kraftmarkedet framover. For det første viser tilbudsanalyse 1 at flaskehalser gir store endringer i spotprisen. For det prisområdet som eksporter kraft vil spotprisen reduseres, mens den vil øke i det prisområdet som importerer. Med de planlagte utbyggingene av norske vannkraftverk vil magasinkapasiteten øke. Ved perioder med mye vanntilsig vil magasinene fort fylles, noe som betyr at produksjonen totalt sett må øke for å hindre at vannet flommer over. Gitt at etterspørselen forblir uendret og det ikke gjøres noe med overføringskapasitetene⁴³ vil en situasjon med store tilbudsoverskudd være høyst aktuell. Dermed vil prisområdene som produserer mye kunne oppleve fallende priser fordi det ikke er mulig å overføre store nok mengder av overskuddet til andre prisområder på grunn av flaskehalseffekten. Om produksjonen isteden holdes igjen vil dette øke faren for situasjoner med overløp, noe som også vil være med på å redusere spotprisen. Dermed vil man kunne ende opp i en situasjon som uansett vil redusere kraftprisen; enten gjennom overløp og sløsing av vann eller gjennom flaskehalser ved overføring av kraft til andre prisområder med mindre kraftproduksjon.

Samtidig med økt utbygging er det også planlagt å utvide en del av overføringskapasiteten innad i Norge, men også mot Nederland, Danmark og Tyskland.

⁴³ Jf. kapittel 4.3 s. 40, flaskehals 64 % av tiden.

Dette vil virke dempende på flaskehalseffekten. Både flere overføringslinjer og større kapasitet på eksiterende overføringslinjer bidrar begge til å redusere sannsynligheten for at det oppstår flaskehalser. Samtidig viser resultater på etterspørselssiden at det er en positiv relasjon mellom konsum og priser, slik at vi observerer både høyere pris og konsum. Da må det motsatte også være sant, at vi kan få en situasjon med både lavere pris og lavere konsum. Dersom den økte produksjonskapasiteten er større enn den økte overføringskapasiteten vil både tilbudet øke og situasjoner med flaskehalser vil kunne oppstå oftere. Begge disse effektene vil redusere spotprisen. En lavere spotpris impliserer da at konsumet vil reduseres, noe som vil gjøre tilbudsoverskuddet større og igjen vil flaskehalser oppstå hyppigere. Dermed vil både tilbudet og etterspørselen kunne bidra til framtidig reduserte kraftpriser. Det er også viktig i denne sammenheng å påpeke at konsum ikke er lik produksjon innenfor hvert prisområde, fordi det er muligheter for import og eksport. Dette gjør at for eksempel et resultat med økt kvantum kan bety at importen økte veldig mye, men at produksjonen var uendret. Samtidig er det en gjensidig påvirkning mellom etterspørsel, tilbud og pris som gjør det vanskelig å si noe eksakt om hvilke effekter som vil være størst.

Resultatene tyder også på at forholdet mellom prisfølsomheten til konsumenter og produsenter er mindre når det er varmere vær og mer nedbør. Dette kommer av at ved varmere vær er konsumentene mer fleksible i sin etterspørsel da de ikke er like avhengige av elektrisitet til oppvarming. Dermed vil små prisendringer utgjøre større endringer i etterspørselen når det er varmere. Samtidig vil det være vanskeligere for produsentene å optimalisere allokeringen av vann mellom perioder når det er mye nedbør. Ved lave priser vil produsentene ønske å holde igjen produksjon i påvente av høyere priser, men i perioder med mye nedbør er det også mer tilsig slik at magasinene fylles raskere. Dermed vil det kunne oppstå situasjoner der produksjonen må økes selv om prisene er lave. Dette er fordi nedbøren er veldig uforutsigbar og kan potensielt gi veldig store nedbørsmengder på kort tid, noe som kan føre til at situasjoner med overløp og flaskehalser oppstår oftere. Dette er to situasjoner som begge vil føre til lavere priser i de kraftproduserende prisområdene.

I denne diskusjonen er det også interessant å ta med fremtidige klimaendringer. Et varmere klima vil kunne føre til mer snøsmelting i fjellene og økt nedbør, noe som kan gi

økt tilsig til de regulerte magasinene samt mer vannføring i de uregulerte elvekraftverkene. På etterspørselssiden vil varmere vær gi lavere og mer elastisk konsum, fordi da er ikke konsumentene like avhengig av elektrisitet til oppvarmingsbehov. Dersom resultatet om at tilbudet er mer elastisk enn etterspørselen også når det er varmt stemmer, vil det økte tilbudet kombinert med lavere etterspørsel kunne gi en reduksjon i spotprisen som er større enn kvantumsendringene. Disse resultatene samsvarer med litteraturen på klimaendringer. Som Kallbekken og Mideksa (2010) påpeker, finner flere forskere (De Cian, Lanzi og Roson, 2007; Eskeland og Mideksa, 2009) at en høyere temperatur fører til redusert etterspørsel etter energi til oppvarmingsbehov samtidig med økt energibehov for avkjølingsbehov. I Norge, og resten av Norden, vil nok reduksjonen i behov for oppvarming være større enn behovet for økt avkjøling, og når oppvarming står for den største andelen av energiforbruket betyr dette en nedgang i total etterspørsel. I en annen artikkel finner Golombek, Kittelsen og Haddeland (2011) at på grunn av økt tilsig til vannkraftverkene gjennom høyere temperatur, vil elektrisitetsproduksjonen øke med 8 % i de nordiske landene i Europa. Samtidig gir redusert tilsig på sommerstid, kombinert med økt tilsig på vinterstid, mindre behov for å allokere store mengder vann til vinteren. De finner også at den årlige nettoeffekten på etterspørselen etter energi i Norge vil være en reduksjon på 7,1 %. Dette er estimert for årene 2000 til 2085, før effekten av endringer i likevektspriser og -tilbud er tatt hensyn til. Dette er på grunn av en økning i antall dager for avkjøling og reduserte antall dager for oppvarming, hvor reduksjonen i oppvarmingsbehov er størst. Dermed samsvarer resultatene i denne oppgaven med hva andre har funnet med andre datasett og andre analysemetoder, noe som styrker validiteten til oppgaven.

Ved å kombinere resultatet at konsum og pris er positivt korrelert, med at etterspørselen er mer elastisk i forhold til tilbudet når det er varmt, så virker tolkningen om at det er både skifter i tilbudet og etterspørselen som sammen bidrar til økte priser og økt kvantum mest korrekt. Den andre tolkningen om at det bare er etterspørselskurven som skifter og fører til økt pris og konsum betyr at det er konsumet som øker prisen. Når både tilbudet og etterspørselen skifter samtidig er det usikkert om det er prisen som øker konsumet eller konsumet som øker prisen. Resultatet på tilbudssiden viser at det også er et positivt forhold mellom produksjon og pris, noe som

også bidrar til å støtte tolkningen om at det er en kombinasjon av endret tilbud og etterspørsel som sammen endrer prisen. Dermed er det ikke mulig å si noe klart om de kausale effektene. Til sammen vil økt kraftutbygging kombinert med et varmere klima mest sannsynlig føre til at prisene vil bli lavere fram mot 2020, men det er ikke mulig å si noe klart om hvilke som påvirker hverandre.

Til slutt viser denne oppgaven at resultatene på etterspørselssiden er signifikante, og ved å utvide modellen med en eksplisitt etterspørselsside er det med på å gi modellen et mer helhetlig preg, samtidig som flere effekter blir beskrevet. En videre analyse av konsumentenes atferd vil være veldig interessant og vil bidra til å kunne si enda mer om framtidige effekter. En videre uttesting av flere ulike varianter for prisforventninger er mulig, blant annet om prisforventningene vil endres over måneden basert på hvordan prisene utvikler seg i begynnelsen av måneden. Det er også interessant å utføre analysen på et annet datasett hvor vannkraftproduksjon ikke er så dominerende på tilbudssiden, men hvor for eksempel termisk kraftproduksjon er mer viktig. Dette vil gi enda mer innsikt i forståelsen av elektrisitetspriser.

4.7 Sårbarhet i datasett og analyse

Resultatene i denne oppgaven baserer seg på at alt datasett er korrekt og at alle antakelser for analysen holder, i tillegg til at andre sider rundt kraftmarkedet er holdt utenfor analysen. Når det gjelder datasettet er deler av de observerte temperaturene interpolert basert på andre målestasjoner, fordelingen av magasinivolum er fordelt etter tilsig basert på bare tre kraftverk og det mangler observasjoner for enkelte tidsperioder for priser, nedbør, tilsig og temperaturer. I tillegg er det vanskelig å si hvor presise alle observasjoner som er målt faktisk er.

Alle resultatene i analysen er beregnet ut i fra strenge antakelser for minste kvadraters metode, og det er minst et problem som er uløst. Det gjelder problemet med seriekorrelasjon, spesielt i etterspørselsfunksjonen. Løsningen med å gjøre en lineær estimering gir et resultat for interaksjonsvariabelen mellom prisen og temperaturen, men Durbin-Watson testen viser at det ser ut til å være seriekorrelasjon i datasettet. Dette er også tilfelle i de andre analysene, og dette gjør at resultatene blir svakere. Hva slags form for seriekorrelasjon som er tilfellet i datasettet er ikke undersøkt, og dermed

er heller ikke alternative analyser for å korrigere for dette utført. En fullstendig løsning på disse problemene er dermed ikke funnet ut av og er derfor noe som kan jobbes videre med. Det vil bedre resultatene og validiteten til konklusjonene.

Et tredje svakhetstegn ved oppgaven er at tilbud og etterspørsel ikke er utledet og estimert direkte i en simultan likevektsmodell, selv om både konsum og produksjon er inkludert i enkelte estimeringer. Årsaken til dette er at en slik metode ville vært utenfor rekkevidden til en masteroppgave, og er derfor sett bort i fra. En slik analyse vil forbedre validiteten til oppgaven enda mer.

Til slutt er den noen andre viktige endringer og prisområder i kraftmarkedet som også er utelatt fra analysen. Dette gjelder blant annet innføringen av avanserte målesystemer (AMS) som vil gjøre at konsumenten vil få en mye større mulighet til å styre forbruket sitt etter prisendringer til enhver tid. Dette vil tenkes å gjøre at konsumentene blir mer prisfølsomme enn det som er tilfelle i dag. En annen faktor som kan jobbes med videre er både å skille mellom forbruket i storindustri og den allmenne forsyningen, samt å skille mellom konsumenter med ulike prisavtaler. Da kan hver effekt studeres for ulike grupper konsumenter, noe som vil gjøre resultatene mer presise. En tredje faktor er at internasjonale forhold også påvirker den norske kraftprisen, men disse hendelsene er utelatt for å gjøre analysen overkommelig. En mer omfattende analyse hvor flere av disse faktorene er tatt hensyn til og inkludert vil kunne forbedre og styrke resultatene.

5 Konklusjon

Denne masteroppgaven har analysert det norske kraftmarkedet med fokus på ett prisområde, NO2. Analysen har vært todelt, med fokus på tilbuds- og etterspørselssiden hver for seg. I et marked som krever simultan likevekt er ikke dette den mest optimale strategien, men det er nødvendig for å gjøre oppgaven overkommelig.

Den første analysen på tilbudssiden viser at flaskehalser og overløp gir store prisendringer, og at den økonomiske teorien bak modellen som benyttes stort sett blir bekreftet. Samtidig viser resultatene at en analyse av kraftprisen uten å ta hensyn til konsumet og produksjonen gir liten forklaringskraft. I den andre analysen på tilbudssiden var fokuset på trender over mange år mellom produksjon, priser, nedbør og tilsig. Korrelasjonsanalysen viser at lite nedbør gir mindre tilsig, lavere produksjon og høyere priser og at perioder med mye nedbør gir mer svingninger mellom priser og produksjon. Analysene på etterspørselssiden viser at prisforventninger i liten grad kan forklare etterspørselen etter elektrisitet. Resultatene viser videre at konsumentene er mindre prisfølsomme enn produsentene, spesielt når det er kaldt vær og lite nedbør. Videre viser resultatene at konsumentenes etterspørsel er uelastisk, og jo kaldere det er, jo mindre elastisk blir etterspørselen.

Disse resultatene har flere implikasjoner i forbindelse med at kraftutbyggingen i Norge vil øke mye de nærmeste årene. For det første vil et framtidig varmere klima gi flere perioder med mye nedbør. Kombinert med en økt produksjonskapasitet vil dette enten øke tilbudet i markedet gjennom økt produksjon, eller så vil situasjoner med overløp og sløsing av vann oppstå mer hyppigere. For det andre vil økt produksjon kombinert med uendret kapasitet på overføringsforbindelser til andre prisområder gi hyppigere situasjoner med flaskehalser som vil presse ned prisen i prisområdet som eksporterer og opp i prisområder som importerer. På den andre siden vil økt produksjonskapasitet i prisområder som normalt må importere mye være med på å dempe behovet for import, og det vil også en forbedret kapasitet på overføringslinjene bidra til. Dermed er det usikkert hvilke effekter som vil være størst, men resultatene tyder på en framtidig lavere kraftpris er en høyst realistisk mulighet.

Litteraturliste

- Borenstein, S. (2009). *To What Electricity Price Do Consumers Respond? Residential Demand Elasticity Under Increasing-Block Pricing*. (På engelsk, Hvilke elektrisitetspriser responderer konsumenter på? Etterspørselselastisitet for husholdninger under økende blokkprising). *Preliminary Draft April, 30*, 1-35. Hentet fra <http://economics.yale.edu/sites/default/files/files/Workshops-Seminars/Industrial-Organization/borenstein-090514.pdf>
- Bye, T. & Hansen, P. V. (2008). *How do spot prices affect aggregate electricity demand?* (På engelsk, Hvordan påvirker spotprisen den samlede etterspørselen etter elektrisitet). (Discussion Papers No. 527). Oslo: Statistisk sentralbyrå.
- Bøeng, A. C. (2010). *Konsekvenser for Norge av EUs fornybardirektiv*. (Økonomiske analyser 4/2010). Oslo: Statistisk sentralbyrå.
- Dannevig, P. & Harsvik, K. E. (2013). Gjennomsnittstemperatur. I *Store norske leksikon*. Hentet 10. mai fra <http://snl.no/gjennomsnittstemperatur>
- De Cian, E., Lanzi, E. & Roson, R. (2007): The Impact of Temperatur Change on Energy Demand: A Dynamic Panel Analysis (På engelsk, Effekten av temperaturendring på etterspørsel etter energi: en dynamisk panelanalyse). *Fondazione Eni Enrico Mattei Working Papers*. Paper 49, 1-18. Hentet fra <http://services.bepress.com/cgi/viewcontent.cgi?article=1102&context=feem>
- Eskeland, G. S. & Mideksa, T. K. (2009). Climate Change Adaption and Residential Electricity Demand in Europe. (På engelsk, Tilpasninger ved klimaendringer og husholdningenes etterspørsel etter elektrisitet i Europa). *CICERO Working paper 2009:01*, 1-28. Hentet fra <http://www.cicero.uio.no/media/6897.pdf>
- European Power Exchange (2014). Negative prices – How they occur and what they mean (På engelsk, Negative priser – hvordan de oppstår og hva de betyr). Hentet fra [http://www.epexspot.com/en/company-info/basics of the power market/negative prices](http://www.epexspot.com/en/company-info/basics%20of%20the%20power%20market/negative%20prices)

- Førsund, F. R. (2007). *Hydropower economics*. New York: Springer Science + Business Media, LLC.
- Golombek, R., Kittelsen, S. A. C. & Haddeland, I. (2011). Climate change: impacts on electricity markets in Western Europe (På engelsk, Klimaendringer: effekter på elektrisitetsmarkeder i Vest-Europa). *Climatic Change*, 113(2), 357-370. doi: 10.1007/s10584-011-0348-6
- Halvorsen, B. & Dalen, H. M. (2013). *Ta hjemmetempen – Rapport fra Forskningskampanjen 2012* (Rapporter 19/2013). Oslo: Statistisk sentralbyrå.
- Halvorsen, B. & Larsen, B. M. (2000). The flexibility of household electricity demand over time (På engelsk, Fleksibiliteten til husholdningens etterspørsel etter elektrisitet over tid). *Resource and Energy Economics* 23 (1), 1-18. doi: 10.1016/S0928-7655(00)00035-X
- Hofstad, K. & Rosvold, K. A. (2013). Brukstid. I *Store norske leksikon*. Hentet 29. mars 2014 fra <http://snl.no/brukstid>
- Hveding, V. (1968). Digital simulation techniques in power system planning (På engelsk, Digitale simuleringsteknikker i kraftsystemplanlegging). *Economics of planning*, vol. 8, no. 1-2, 119-139. doi: 10.1007/BF02481379
- International Energy Agency (2011). *Energy Policies of IEA countries - Denmark 2011 Review* (På engelsk, Energipolitikk i IEA land – en oversikt over Danmark 2011). Hentet fra http://www.ens.dk/sites/ens.dk/files/politik/dansk-klima-energipolitik/denmark2011_unsecured-3.pdf
- Ito, K. (2010). How Do Consumers Respond to Nonlinear Pricing? Evidence from Household Electricity Demand. *Energy Institute at Haas Working Paper*, 210, 1-29. Hentet fra <http://areweb.berkeley.edu/fields/erep/seminar/s2010/Ito050510.pdf>
- Johnsen, T. A. (2001). Demand, generation and price in the Norwegian market for electric power (På engelsk, Etterspørsel, generering og pris i det norske

kraftmarkedet). *Energy Economics*, 23(3), 227-251. doi: 10.1016/S0140-9883(00)00052-9

Kallbekken, S. & Mideksa, T. K. (2010). The impact of climate change on the electricity market: A review (På engelsk, Effekten av klimaendringer på elektrisitetsmarkedet: En litteraturgjennomgang). *Energy Policy*, 38(7), 3579-3585. doi: 10.1016/j.enpol.2010.02.035

Koopmans, T. C. (1957). Water storage policy in a simplified hydroelectric system (På engelsk, Vannlagringspolicy i et forenklet vannkraftsystem). *Proceedings of the first international conference on operational research*, 1-35. Hentet fra <http://dido.wss.yale.edu/P/cp/p01a/p0115.pdf>

Little, J. D. C. (1955). The use of storage water in a hydroelectric system (På engelsk, Hvordan bruke lagret vann i et vannkraftsystem). *Journal of the Operations Research Society of America*, vol. 3, No. 2., 187-197. Hentet fra <http://www.jstor.org/stable/166669>

Nord Pool Spot (2011) Elspot area change log (På engelsk, Logg over endringer i elspot prisområder). Hentet fra <http://nordpoolspot.com/Global/Download%20Center/Elspot/Elspot%20area%20change%20log.pdf>

Nord Pool Spot (2014a). *Europe's leading power markets* (På engelsk, Europas ledende kraftmarked) (Annual report). Hentet fra <http://nordpoolspot.com/Global/Download%20Center/Annual-report/Nord-Pool-Spot-Europe's-leading-power-markets.pdf>

Nord Pool Spot (2014b). Day-ahead market – Elspot. Hentet fra <http://nordpoolspot.com/How-does-it-work/Day-ahead-market-Elspot-/>

Norges vassdrags- og energidirektorat (2012). *Vann- og energiforvaltning – glimt fra NVEs historie* (NVE-rapport 26-2012). Hentet fra http://webby.nve.no/publikasjoner/rapport/2012/rapport2012_26.pdf

- Norges vassdrags- og energidirektorat (2014). Vannkraft. Hentet fra <http://www.nve.no/no/Energi1/Fornybar-energi/Vannkraft/>
- Olje- og energidepartementet (2011, 19. november). Pressemelding: Fornybardirektivet en del av EØS-avtalen. Hentet fra <http://www.regjeringen.no/nb/dokumentarkiv/stoltenberg-ii/oed/Nyheter-og-pressemeldinger/pressemeldinger/2011/fornybardirektivet-en-del-av-eos-avtalen.html?id=667482>
- Olje- og energidepartementet (2012). *Fakta 2013: Energi- og vannressurser i Norge*. Hentet fra http://www.regjeringen.no/upload/OED/Faktaheftet/Fakta_energi_og_vannressurs.pdf
- Ramstad, K. O. (2012). *Hydrologiens innvirkning på systemprisen i det nordiske kraftmarkedet* (Masteroppgave). Institutt for ingeniørvitenskap, Universitetet i Agder.
- Reiss, P. C., & White M. W. (2004). Household electricity demand revisited (På engelsk, Husholdningens etterspørsel etter elektrisitet, en ny gjennomgang). *Review of Economics studies* (2005), 72 (3), 853-883. doi: 10.1111/0034-6527.00354.
- Rosvold, K. A. (2012). Midlere årsproduksjon. I *Store norske leksikon*. Hentet 29. mars 2014 fra http://snl.no/midlere_%C3%A5rsproduksjon
- Scott, T. J. & Read, E. G. (1996). Modelling Hydro Reservoir Operation in a Deregulated Electricity Market (På engelsk, Å modellere drift av vannmagasiner i et deregulert elektrisitetsmarked). *International Transactions in Operational Research*, vol. 3, no. 3-4, 243-253. doi: 10.1111/j.1475-3995.1996.tb00050.x
- Skagerak Energi AS (2009a). Nye vannkraftprosjekter. Hentet fra http://www.skagerakenergi.no/eway/default.aspx?pid=300&trg=MainRight_9146&MainArea_8872=9146:0:&MainRight_9146=9216:0:10,3338

Skagerak Energi AS (2009b). Kraftstasjoner. Hentet

fra <http://www.skagerakerenergi.no/eway/default.aspx?pid=300&e=0&trg=MainArea 8872&MainArea 8872=9243:0>

Statistisk sentralbyrå (2011, 19. april). Energibruk i husholdningene, 2009. Hentet

fra <http://ssb.no/energi-og-industri/statistikker/husenergi/hvert-3-aar/2011-04-19#content>

Statistisk sentralbyrå (2013, 7. juni). Sysselsetting, registerbasert, 2012, 4. kvartal.

Hentet fra <http://ssb.no/arbeid-og-lonn/statistikker/regsys/aar/2013-06-07?fane=tabell&sort=nummer&tabell=114835>

Statistisk sentralbyrå (2014a, 12. februar). Kvartalsvis nasjonalregnskap, 4. kvartal

2013, tabell 20. Hentet fra <http://ssb.no/nasjonalregnskap-og-konjunkturer/statistikker/knr/kvartal/2014-02-12?fane=tabell&sort=nummer&tabell=162856>

Statistisk sentralbyrå (2014b, 12. februar). Kvartalsvis nasjonalregnskap, 4. kvartal

2013, tabell 9. Hentet fra <http://ssb.no/nasjonalregnskap-og-konjunkturer/statistikker/knr/kvartal/2014-02-12?fane=tabell&sort=nummer&tabell=162845>

Statistisk sentralbyrå (2014c, 28. mars). Elektrisitet, årstall 2012. Hentet

fra <http://ssb.no/energi-og-industri/statistikker/elektrisitetaar/aar/2014-03-28?fane=tabell&sort=nummer&tabell=167419>

Statistisk sentralbyrå (2014d, 20. februar). Folkemengden, 1. januar 2014. Hentet

fra <http://ssb.no/befolkning/statistikker/folkemengde/aar/2014-02-20?fane=tabell&sort=nummer&tabell=164157>

Statnett (2011). *Rapport fra systemansvarlig om kraftsystemet i Norge 2011*.

(Dok.id: 1642716). Hentet

fra <http://www.statnett.no/Global/Dokumenter/Kraftsystemet/Markedsinformasjon/Landssentralen/Rapport%20fra%20systemansvarlig%20om%20kraftsystemet%20i%20Norge%202011.pdf>

Statnett 2013a. *Halvårsrapport fra Landssentralen 1/2013*. (Dok.id: 1877359). Hentet fra [http://www.statnett.no/Global/Dokumenter/Kraftsystemet/Markedsinformasjon/Landssentralen/Halv%20a5rsrapport%20fra%20Landssentralen%2012013%20\(GENERELL%20DOK%20-%201877359%20-%201%20-%201\).pdf](http://www.statnett.no/Global/Dokumenter/Kraftsystemet/Markedsinformasjon/Landssentralen/Halv%20a5rsrapport%20fra%20Landssentralen%2012013%20(GENERELL%20DOK%20-%201877359%20-%201%20-%201).pdf)

Statnett 2013b. *Halvårsrapport fra Landssentralen 2/2013*. (Dok.id: 1930456). Hentet fra [http://www.statnett.no/Global/Dokumenter/Kraftsystemet/Systemansvar/HALV%20RSRAPPORT%20FRA%20LANDSSENTRALEN%202013%20\(GENERELL%20DOK%20-%201930456%20-%201%20-%201\)%20-%201.pdf](http://www.statnett.no/Global/Dokumenter/Kraftsystemet/Systemansvar/HALV%20RSRAPPORT%20FRA%20LANDSSENTRALEN%202013%20(GENERELL%20DOK%20-%201930456%20-%201%20-%201)%20-%201.pdf)

Taylor, L. D. (1975). The demand for electricity: A survey (På engelsk, Etterspørselen etter elektrisitet: En litteraturstudie). *The Bell Journal of Economics*, vol. 6, no. 1, 74-110. doi: 10.2307/3003216

THEMA Consulting Group (2012). *For store oppgaver, for lite penger? – Kan restrukturering bidra til å løse investeringsutfordringen for kraftbransjen i Sør-Norge?* (THEMA-rapport 2012-03). Hentet fra http://www.tcg.no/userfiles/file/rapporter/R-2012_03_For_store_oppgaver_for_lite_penger.pdf

eKlima (2014). Gratis tilgang til Meteorologisk institutts vær- og klimadata fra historiske data til sanntidsobservasjoner. Hentet

fra http://sharki.oslo.dnmi.no/portal/page?_pageid=73,39035,73_39049&_dad=portal&_schema=PORTAL&6009_BATCHORDER_3197941

Nord Pool Spot (2014). Data download page (På engelsk, Nedlastningsside for datasett).

Hentet fra <http://nordpoolspot.com/Market-data1/Downloads/Historical-Data-Download1/Data-Download-Page/>

U.S. Energy Information Administration (2014). Electricity (På engelsk, Elektrisitet).

Hentet fra <http://www.eia.gov/electricity/data.cfm#sales>

Vedlegg A: Modellantakelser

Vedlegg A1: Førsteordensbetingelsene til modellen og forklaring av disse

- (i) $L'_{e_t^{NO2}} = p_t^{NO2}(x_t^{NO2}) - \lambda_t \leq 0$ ($= 0$ for $e_t^{NO2} > 0$)
- (ii) $L'_{e_t^{DK1}} = p_t^{DK1}(x_t^{DK1}) - c'(e_t^{DK1}) - \theta_t \leq 0$ ($= 0$ for $e_t^{DK1} > 0$)
- (iii) $L'_{e_{NO2,t}^{XI}} = -p_t^{NO2}(x_t^{NO2}) + p_t^{DK1}(x_t^{DK1}) - \alpha_{NO2,t} \leq 0$ ($= 0$ for $e_{NO2,t}^{XI} > 0$)
- (iv) $L'_{e_{DK1,t}^{XI}} = p_t^{NO2}(x_t^{NO2}) - p_t^{DK1}(x_t^{DK1}) - \alpha_{DK1,t} \leq 0$ ($= 0$ for $e_{DK1,t}^{XI} > 0$)
- (v) $L'_{R_t} = -\lambda_t + \lambda_{t+1} - \gamma_t \leq 0$ ($= 0$ for $R_t > 0$)
- (vi) $\lambda_t \geq 0$ ($= 0$ for $R_t < R_{t-1} + w_t - e_t^{NO2}$)
- (vii) $\gamma_t \geq 0$ ($= 0$ for $R_t < \bar{R}$)
- (viii) $\theta_t \geq 0$ ($= 0$ for $e_t^{DK1} < \bar{e}^{DK1}$)
- (ix) $\alpha_{NO2,t} \geq 0$ ($= 0$ for $e_{NO2,t}^{XI} < \bar{e}^{XI}$)
- (x) $\alpha_{DK1,t} \geq 0$ (for $e_{DK1,t}^{XI} < \bar{e}^{XI}$), $t = 1, \dots, T$

Den første likningen, (i), sier at i de periodene hvor NO2 produserer med vannkraft vil prisen, $p_t^{NO2}(x_t^{NO2})$, i disse periodene være lik vannverdien, λ_t . For DK1 vil prisen, $p_t^{DK1}(x_t^{DK1})$, være gitt ved marginalkostnaden ved den termiske produksjonen, $c'(e_t^{DK1})$, pluss en eventuell skyggepris på maksimal kapasitet, θ_t . Så lenge det er ledig kapasitet på overføringslinjen mellom NO2 og DK1 er $\alpha_{DK1,t} = \alpha_{NO2,t} = 0$ fra (ix)-(x) og da vil prisene i NO2 og i DK1 være helt like, slik det fremgår av likning (iii)-(iv). De fem siste relasjonene, (vi)-(x), gir betingelsene for når skyggeverdiene er positive og det er disse som skaper prisendringer. Utenom vannverdien, λ_t , vil en positiv skyggverdi gi prisendring. Når vannverdien er null, vil det være for mye vann i magasinene og noe vil søles ut som betyr at verdien av å spare vannet til i morgen istedenfor å produsere med det i dag har ingen verdi. Det betyr at det er effekten av disse parameterne som skal estimeres i analysedelen. I kapittel 3.2.1. står det at effekten av maksproduksjon i DK1 ikke skal påvirke prisen i NO2, og årsaken til dette er at (ii) gir $p_t^{DK1}(x_t^{DK1}) = c'(e_t^{DK1}) + \theta_t$ når $e_t^{DK1} > 0$, og fra (iv) er $p_t^{NO2}(x_t^{NO2}) = p_t^{DK1}(x_t^{DK1})$ så lenge $0 < e_{DK1,t}^{XI} < \bar{e}^{XI}$.

Vedlegg A2: Bevis for antakelser om nyttefunksjonen

Nyttefunksjon har egenskapene som gitt i kapittel 3.2.3. Dette vises i det følgende. (A2 – 2.1) og (A2-2.2) viser at marginalnyttten til konsumet er positiv og avtakende for

$0 < \alpha < 1$:

$$(A2 - 2.1) \frac{\partial U}{\partial x_t^{NO2}} = \alpha A(x_t^{NO2})^{\alpha-1} \left(\frac{1}{\Delta T_t}\right)^\beta \left(\frac{1}{\bar{p}_t^{NO2}}\right)^\theta \left(\frac{1}{\Delta T_t * \bar{p}_t^{NO2}}\right)^\rho > 0 \text{ for } \alpha > 0$$

$$(A2 - 2.2) \frac{\partial^2 U}{\partial^2 x_t^{NO2}} = \alpha(\alpha - 1)A(x_t^{NO2})^{\alpha-2} \left(\frac{1}{\Delta T_t}\right)^\beta \left(\frac{1}{\bar{p}_t^{NO2}}\right)^\theta \left(\frac{1}{\Delta T_t * \bar{p}_t^{NO2}}\right)^\rho < 0$$

for $0 < \alpha < 1$

Kan først skrive om nyttefunksjonen til (A2 – 2.3):

$$(A2 - 2.3) U_t(x_t^{NO2}, \Delta T_t, \bar{p}_t^{NO2}) = A(x_t^{NO2})^\alpha (\Delta T_t)^{-\beta} (\bar{p}_t^{NO2})^{-\theta} (\Delta T_t \bar{p}_t^{NO2})^{-\rho}$$

$$U_t(x_t^{NO2}, \Delta T_t, \bar{p}_t^{NO2}) = A(x_t^{NO2})^\alpha (\Delta T_t)^{-\beta-\rho} (\bar{p}_t^{NO2})^{-\theta-\rho}$$

Ved å derivere med hensyn på ΔT_t og \bar{p}_t^{NO2} viser (A2 – 2.4) og (A2 – 2.5) at

marginalnyttten til avviket fra innnetemperaturen er positiv og avtakende for $1 < -\frac{\rho}{\beta}$ og

$\frac{(\beta+2\rho+1)}{(\rho-1)} < -\frac{\rho}{\beta}$, mens (A2 – 2.6) og (A2 – 2.7) viser marginalnyttten til

gjennomsnittsprisen er negativ og avtakende for $1 > -\frac{\rho}{\theta}$ og $\frac{(\theta+2\rho+1)}{(\rho+1)} < -\frac{\rho}{\theta}$:

$$(A2 - 2.4) \frac{\partial U}{\partial T_t} = (-\beta - \rho)A(x_t^{NO2})^\alpha (\Delta T_t)^{-\beta-\rho-1} (\bar{p}_t^{NO2})^{-\theta-\rho} > 0 \text{ for } 1 < -\frac{\rho}{\beta}$$

$$(A2 - 2.5) \frac{\partial^2 U}{\partial^2 \Delta T_t} = (-\beta - \rho)(-\beta - \rho - 1)A(x_t^{NO2})^\alpha (\Delta T_t)^{-\beta-\rho-2} (\bar{p}_t^{NO2})^{-\theta-\rho} < 0 \text{ for } \frac{(\beta + 2\rho + 1)}{(\rho + 1)} < -\frac{\rho}{\beta}$$

$$(A2 - 2.6) \frac{\partial U}{\partial \bar{p}_t^{NO2}} = (-\theta - \rho)A(x_t^{NO2})^\alpha (\Delta T_t)^{-\beta-\rho} (\bar{p}_t^{NO2})^{-\theta-\rho-1} < 0 \text{ for } 1 > -\frac{\rho}{\theta}$$

$$(A2 - 2.7) \frac{\partial U^2}{\partial \bar{p}_t^{NO2}} = (-\theta - \rho)(-\theta - \rho - 1)A(x_t^{NO2})^\alpha (\Delta T_t)^{-\beta - \rho} (\bar{p}_t^{NO2})^{-\theta - \rho - 2} \\ < 0 \text{ for } \frac{(\theta + 2\rho + 1)}{(\rho + 1)} < -\frac{\rho}{\theta}$$

Vedlegg A3: Utledning av etterspørselsfunksjonen

Den deriverte av nyttefunksjonen (24) med hensyn på konsumet, x_t^{NO2} , vil være:

$$(A3 - 3.1) \frac{\partial U}{\partial x_t^{NO2}} = p_t^{NO2}(x_t^{NO2}) = \alpha A(x_t^{NO2})^{\alpha-1} \left(\frac{1}{\Delta T_t}\right)^\beta \left(\frac{1}{\bar{p}_t^{NO2}}\right)^\theta \left(\frac{1}{\Delta T_t * \bar{p}_t^{NO2}}\right)^\rho$$

Eller som funksjon av pris:

$$(A3 - 3.2) x_t^{NO2} = \left[\frac{p_t^{NO2}}{\alpha A \left(\frac{1}{\Delta T_t}\right)^\beta \left(\frac{1}{\bar{p}_t^{NO2}}\right)^\theta \left(\frac{1}{\Delta T_t * \bar{p}_t^{NO2}}\right)^\rho} \right]^{\frac{1}{\alpha-1}}$$

Ved å ta logaritmen til (A3 - 3.2) kan etterspørselsfunksjonen estimeres som regresjonen i (A3 - 3.3):

$$(A3 - 3.3) \ln(x_t^{NO2}) = -\frac{1}{\alpha - 1} \ln(A) - \frac{1}{\alpha - 1} \ln(\alpha) + \frac{1}{\alpha - 1} \ln(p_t^{NO2}) + \\ \frac{\beta}{\alpha - 1} \ln(\Delta T_t) + \frac{\theta}{\alpha - 1} \ln(\bar{p}_t^{NO2}) + \frac{\rho}{\alpha - 1} \ln(\Delta T_t * \bar{p}_t^{NO2}) + \varepsilon_i$$

Eller på en mer generell form, med faktisk månedspris, \bar{p}_t^{NO2} , byttet ut med forventet månedspris, $E(\bar{p}_t^{NO2})$, og uten interaksjonsvariabelen⁴⁴:

$$(A3 - 3.4) \ln(x_t^{NO2}) = \beta_0 + \beta_1 \ln(p_t^{NO2}) + \beta_2 \ln(\Delta T_t) + \beta_3 \ln(E(\bar{p}_t^{NO2})) + \varepsilon_i$$

⁴⁴ Se diskusjon for hvorfor i kapittel 3.2.3.

Vedlegg B: Resultater

Vedlegg B1: Resultater fra tilbudsanalyse 1

Tabell 1: Estimeringsresultater fra modell med utvidelse 2 (figur 4.12, kapittel 4.4)

Linear regression					Number of obs = 17539	
					F(6, 17532) = 737.93	
					Prob > F = 0.0000	
					R-squared = 0.2292	
					Root MSE = 70.392	
spotpris	Coef.	Robust Std. Err.	t	P> t	[95% Conf. Interval]	
flaskehals_no2	-2.496068	1.207268	-2.07	0.039	-4.862434	-.1297025
flaskehals_dkl	3.694058	1.222112	3.02	0.003	1.298598	6.089518
maks_dkl	23.71337	6.424626	3.69	0.000	11.12046	36.30627
overløp	-33.93382	1.190823	-28.50	0.000	-36.26795	-31.59969
nedbør	-.5729255	.107351	-5.34	0.000	-.7833442	-.3625068
temp	-5.289061	.1026135	-51.54	0.000	-5.490194	-5.087929
_cons	286.9938	1.15369	248.76	0.000	284.7324	289.2551

Kilde: Beregnet selv basert på datasett fra eKlima, Skagerak Kraft AS og Statnett/Nord Pool Spot

Tabell 2: Estimeringsresultater fra modell med utvidelse 3 (figur 4.12, kapittel 4.4)

Linear regression					Number of obs = 17539	
					F(8, 17530) = 1124.95	
					Prob > F = 0.0000	
					R-squared = 0.4602	
					Root MSE = 58.908	
spotpris	Coef.	Robust Std. Err.	t	P> t	[95% Conf. Interval]	
flaskehals_no2	-38.06753	1.2619	-30.17	0.000	-40.54098	-35.59408
flaskehals_dkl	31.32655	1.158253	27.05	0.000	29.05626	33.59684
maks_dkl	-21.71059	6.535149	-3.32	0.001	-34.52013	-8.901054
overløp	-33.71776	1.108161	-30.43	0.000	-35.88987	-31.54566
produksjon_no2	.0245898	.0006943	35.42	0.000	.023229	.0259506
konsum_no2	.0240605	.0020303	11.85	0.000	.020081	.0280401
nedbør	-1.114585	.0946668	-11.77	0.000	-1.300142	-.9290292
temp	2.540249	.1036694	24.50	0.000	2.337046	2.743451
_cons	30.42968	5.502755	5.53	0.000	19.64373	41.21562

Kilde: Beregnet selv basert på datasett fra eKlima, Skagerak Kraft AS og Statnett/Nord Pool Spot

Vedlegg B2: Resultater fra tilbudsanalyse 2

Tabell 3: Hausmanstest for å bruke "fixed effects" eller "random effects"

	Coefficients		(b-B) Difference	sqrt(diag(V_b-V_B)) S.E.
	(b) fixed	(B) random		
totprodmmwh	.0292908	.0173999	.0118909	.0003538
nedbør	-.5441218	-.6099255	.0658037	.0075437

b = consistent under Ho and Ha; obtained from xtreg
 B = inconsistent under Ha, efficient under Ho; obtained from xtreg

Test: Ho: difference in coefficients not systematic

chi2(2) = (b-B)'[(V_b-V_B)^(-1)](b-B)
 = 1135.42
 Prob>chi2 = 0.0000

Kilde: Beregnet selv basert på datasett fra eKlima, Skagerak Kraft AS og Statnett/Nord Pool Spot

Siden p-verdien (Prob>chi2) er 0,000 forkastes nullhypotesen om at de individuelle forskjellene mellom kraftverkene ikke er systematiske, som betyr at "fixed effects" modellen må brukes.

Vedlegg B3: Resultater fra analyser på etterspørselssiden

Tabell 4: Beskrivende statistikk over variablene i etterspørselsfunksjonen

Variable	Obs	Mean	Std. Dev.	Min	Max
konsum	17539	3909.816	779.9518	2327	6702
spotpris	17539	254.3342	80.16167	11	1600.54
temperatur	17539	5.016975	6.774405	-13.8488	21.8531
forventning1	17539	288.913	118.5537	102.67	544.01
forventning2	17539	260.2974	66.76132	102.67	397.4
forventning3	17539	260.2918	66.77871	99.63962	400.2339

Kilde: Beregnet selv basert på datasett fra eKlima og Statnett/Nord Pool Spot

Tabell 5: Sammenligning av etterspørselsfunksjonens forklaringskraft med og uten prisforventning 1

Test for forklaringsandel i etterspørselsfunksjon av spotpris og prisforventning 1

	(1) konsum	(2) konsum	(3) konsum	(4) konsum	(5) konsum	(6) konsum
spotpris	0.324*** (96.18)	0.344*** (88.30)		0.195*** (58.89)	0.223*** (57.99)	
forventning1		0.203*** (97.60)	0.177*** (70.55)		0.0720*** (24.23)	-0.00453 (-1.46)
temperatur				0.247*** (66.52)	0.206*** (47.10)	0.307*** (61.43)
helg				-0.0490*** (-26.99)	-0.0470*** (-26.38)	-0.0616*** (-29.79)
dagtid				0.0444*** (6.61)	0.0308*** (4.31)	0.0249** (2.86)
_cons	6.473*** (351.33)	5.233*** (196.72)	7.263*** (526.91)	6.523*** (437.45)	6.080*** (243.90)	7.454*** (523.28)
N	17539	17539	17539	17539	17539	17539
R-sq	0.359	0.543	0.142	0.668	0.683	0.560

t statistics in parentheses

* p<0.05, ** p<0.01, *** p<0.001

Kilde: Beregnet selv basert på datasett fra eKlima og Statnett/Nord Pool Spot**Tabell 6: Sammenligning av etterspørselsfunksjonens forklaringskraft med og uten prisforventning 3**

Test for forklaringsandel i etterspørselsfunksjon av spotpris og prisforventning 2 + delta

	(1) konsum	(2) konsum	(3) konsum	(4) konsum	(5) konsum	(6) konsum
spotpris	0.324*** (96.18)	0.296*** (67.04)		0.196*** (63.27)	0.210*** (56.48)	
forventning3		0.0508*** (11.92)	0.294*** (90.34)		-0.0288*** (-7.25)	0.129*** (35.38)
temperatur				0.233*** (82.61)	0.236*** (80.65)	0.259*** (76.89)
helg				-0.0485*** (-26.49)	-0.0475*** (-25.85)	-0.0614*** (-30.80)
dagtid				0.0442*** (6.62)	0.0471*** (7.26)	0.0175 (1.94)
_cons	6.473*** (351.33)	6.347*** (346.38)	6.628*** (373.47)	6.567*** (436.68)	6.638*** (375.00)	6.860*** (409.88)
N	17539	17539	17539	17539	17539	17539
R-sq	0.359	0.362	0.200	0.667	0.668	0.590

t statistics in parentheses

* p<0.05, ** p<0.01, *** p<0.001

Kilde: Beregnet selv basert på datasett fra eKlima og Statnett/Nord Pool Spot

Vedlegg B4: Tester for seriekorrelasjon

Tabell 7: Alternativ Durbin-Watson test for om det er seriekorrelasjon på tilbudsanalyse 1, modell med utvidelse 3 (figur 4.12, kapittel 4.4)

Durbin's alternative test for autocorrelation

lags(p)	chi2	df	Prob > chi2
1	147774.334	1	0.0000

H0: no serial correlation

Kilde: Beregnet selv basert på datasett fra eKlima og Statnett/Nord Pool Spot

Tabell 8: Wooldridge test for om det er seriekorrelasjon i tilbudsanalyse 2, priseffekter ved ulike nedbørsmengder (figur 4.10, kapittel 4.4)

Wooldridge test for autocorrelation in panel data

H0: no first order autocorrelation

F(1, 2) = 4633.861
Prob > F = 0.0002

Kilde: Beregnet selv basert på datasett fra eKlima og Statnett/Nord Pool Spot

Tabell 9: Alternativ Durbin-Watson test for om det er seriekorrelasjon på etterspørselsanalyse, logaritmisk estimering med prisforventning 2 (figur 4.13, kapittel 4.4)

Durbin's alternative test for autocorrelation

lags(p)	chi2	df	Prob > chi2
1	23534.514	1	0.0000

H0: no serial correlation

Kilde: Beregnet selv basert på datasett fra eKlima og Statnett/Nord Pool Spot

Tabell 10: Alternativ Durbin-Watson test for om det er seriekorrelasjon på etterspørselsanalyse, lineær estimering med prisforventning 2 (figur 4.15, kapittel 4.4)

Durbin's alternative test for autocorrelation

lags(p)	chi2	df	Prob > chi2
1	148125.398	1	0.0000

H0: no serial correlation

Kilde: Beregnet selv basert på datasett fra eKlima og Statnett/Nord Pool Spot